

VALIDAÇÃO DE UM SIMULADOR DE FENÔMENOS DINÂMICOS DE
CURTO E MÉDIO PRAZO

Leandro Dehon Penna

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS
EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovado por:

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Dr.Sérgio Gomes Júnior, D.Sc.

Prof. Marcus Theodor Schilling, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
FEVEREIRO DE 2005

PENNA, LEANDRO DEHON

Validação de um Simulador de Fenômenos Dinâmicos de Curto e Médio Prazo [Rio de Janeiro] 2005

XIII, 122p. 29,7cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Engenharia Elétrica, 2005)

Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Simulador dinâmico
2. Estabilidade de Transitória
3. Estabilidade de Tensão
4. Validação

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

*Dedico este trabalho a minha querida
esposa Débora, ao meu estimado filho
Pedro e aos meus pais Aauto e Dalva*

Agradecimentos

A Deus Pai todo poderoso, que é a Luz da nossa vida.

Ao meu orientador Glauco Nery Taranto, pelo incentivo e apoio para realização desse trabalho.

À COPPE/UJRJ e aos professores do Programa de Engenharia Elétrica, pelos ensinamentos no decorrer do curso.

Ao amigo Zulmar Soares Machado Júnior, pelas importantes sugestões, colaborações e esclarecimentos durante todo o trabalho e ao colega Alessandro Manzoni, pela disponibilidade e compreensão dispensada.

Aos colegas do ONS Adriano Barbosa, Venilton e Carlos Henrique pelas contribuições e sugestões durante o desenvolvimento dessa tese. Aos amigos da Gerência de Planejamento da Operação, que me incentivaram e apoiaram, e ao companheiro Rogério Amado, que sempre proporcionou as melhores condições para a realização desse trabalho.

A minha esposa Débora e ao meu filho Pedro pelo amor, carinho e a cooperação, aos meus pais Aduino e Dalva, que sempre batalharam para proporcionar o melhor aos filhos, aos meus irmãos Guilliano, Júnior e a minha afilhada Letícia, pelo incentivo durante a realização desse trabalho.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

VALIDAÇÃO DE UM SIMULADOR DE FENÔMENOS DINÂMICOS DE CURTO E MÉDIO PRAZO

Leandro Dehon Penna

Fevereiro/2005

Orientador: Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho apresenta a validação de um simulador de fenômenos dinâmicos de curto e médio prazo, para sistemas elétricos de potência, denominado *FastSim⁺⁺*. O programa *FastSim⁺⁺* é desenvolvido com base na modelagem orientada a objeto e utilizando a linguagem de programação *C⁺⁺*. O *FastSim⁺⁺* é um dos aplicativos que está integrado à uma estrutura de classes desenvolvida para sistemas elétricos de potência. Uma das grandes vantagens é que o conjunto de aplicativos compartilham uma única base de dados.

O programa *FastSim⁺⁺* possibilita o estudo de fenômenos dinâmicos de curta e média duração, fornecendo respostas rápidas e precisas com baixo esforço computacional, principalmente para os problemas de estabilidade de tensão.

Primeiramente, o programa *FastSim⁺⁺* é avaliado considerando um sistema de pequeno porte de 34 barras, posteriormente, a validação é feita para um sistema de grande porte, o Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro com 2800 barras. O programa apresentou resultados bastante satisfatórios para análise de fenômenos de estabilidade transitória e de tensão, sendo uma importante ferramenta para os estudos de planejamento e operação de um sistema elétrico de potência.

A validação do *FastSim⁺⁺* foi feita considerando com *benchmark* o programa Anatem do Cepel.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

VALIDATION OF A SIMULATOR OF SHORT AND LONG TERM DINAMIC PHENOMENON

Leandro Dehon Penna

February/2005

Advisor: Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

This work presents validation test of a short and mid-term time simulator namely *FastSim⁺⁺*. The *FastSim⁺⁺* computer program is developed under object-oriented modeling utilizing the *C⁺⁺* language. *FastSim⁺⁺* is one of many computer applications which is integrated to a comprehensive structure of classes developed for electric power systems. One of the biggest advantages of this framework is that all applications share the same database.

FastSim⁺⁺ makes possible the study of short and mid-term dynamic phenomena yielding fast and accurate responses with low computational effort, specialty for voltage stability problems.

Firstly, the *FastSim⁺⁺* was tested in a thirty-four bus system and secondly it was validated in a larger power system, the interconnected South-Southeastern Brazilian system with 2800 buses. The achieved results related to the *FastSim⁺⁺* validation were sufficiently accomplished and will further become an important tool for voltage and transient stability studies in electrical power systems.

The *FastSim⁺⁺* validation considered as a benchmark the Anatem program.

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Considerações Gerais	1
1.2	Objetivos	3
1.3	Estrutura do Trabalho	4
2	O Sistema Elétrico de Potência	6
2.1	Considerações Iniciais	6
2.2	O Sistema Elétrico de Potência	6
2.3	A Estabilidade de um Sistema Elétrico de Potência	9
2.3.1	Escalas de Tempo	12
2.3.2	Métodos Utilizados na Análise de um SEP	13
2.4	Considerações Finais	16
3	Aspectos Teóricos da Simulação em Sistemas Elétricos de Potência	17
3.1	Considerações Iniciais	17
3.2	A Simulação Completa	17
3.2.1	A Máquina Síncrona	20
3.2.2	O Sistema de Excitação	25
3.2.3	O Sistema de Regulação Primária	28
3.2.4	O Sistema de Transmissão	30
3.2.5	A Modelagem de Carga	31
3.3	A Simulação Rápida	32
3.3.1	O Transformador com Comutação Automática em Carga	34
3.3.2	O Limitador de Sobre Excitação	36
3.4	Considerações Finais	37
4	Resultados num Sistema de Pequeno Porte	38

4.1	Considerações Iniciais	38
4.2	O Sistema de Pequeno Porte	39
4.3	Sistemas de Controle Utilizados	40
4.4	Simulações	42
4.4.1	Análise de Regime Permanente	43
4.4.2	Simulação Completa Considerando Somente os Modelos Dinâmicos dos Geradores	44
4.4.3	Simulação Completa Incluindo os Modelos de RAT e RAV	49
4.4.4	Simulação Rápida com Inclusão do Modelo de Limitador de Sobre Excitação	52
4.4.5	Simulação Rápida com a Inclusão do modelo de transformador OLTC	55
4.4.6	Margem de Carregamento do Sistema	58
4.5	Considerações Finais	64
5	Resultados do Sistema de Grande Porte	66
5.1	Considerações Iniciais	66
5.2	Descrição do Sistema	67
5.3	Área Rio de Janeiro - Espírito Santo	68
5.4	Modelagem dos Controladores	71
5.4.1	Validação dos Controladores	73
5.5	Simulações	78
5.5.1	Análise de Regime Permanente	79
5.5.2	SC Considerando Perda de um Grande Bloco de Geração e Perda de Linhas de 500 kV	80
5.5.3	SR Considerando Perda de um Grande Bloco de Geração e Perda de Linhas de 345 kV	86
5.5.4	Margem de Carregamento do Sistema	96
5.5.5	Análise de uma Curva de Carga Real	99
5.6	Desempenho Computacional	105
5.7	Considerações Finais	106
6	Conclusões e Trabalhos Futuros	108
6.1	Conclusões	108
6.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	110

Referências Bibliográficas	112
A Métodos de Integração Numérica	116
A.1 Esquemas Básicos de Solução	116
A.1.1 Método Alternado Implícito	117
A.1.2 Método Simultâneo Implícito	119
A.1.3 Considerações Finais	121

Lista de Figuras

2.1	O Sistema de Potência e os Dispositivos de Controle.	8
2.2	Escalas de Tempo	13
3.1	Estrutura do Modelo Matemático	18
3.2	Diagrama Composto Transformação de Coordenadas	24
3.3	Diagrama Funcional de um Sistema de Excitação	26
3.4	Modelo Clássico de um Sistema de Excitação	27
3.5	Modelo Clássico de um Sistema de Excitação	28
3.6	Função de Transferência do Regulador de Velocidade Isócrono	29
3.7	Função de Transferência Regulador de Velocidade com Estatismo	30
3.8	Transformador com Comutação Automática em Carga	35
3.9	Modelo do Limitador de Sobre Excitação	36
3.10	Característica do Limitador de Sobre Excitação	37
4.1	Sistema de 34 Barras Equivalente S/SE	39
4.2	Regulador de Tensão do Sistema 34 barras	41
4.3	Regulador de Velocidade do Sistema 34 barras	41
4.4	Tensão da Barra de Carga 290 (pu)	45
4.5	Potência Ativa do Gerador 31 (MW)	46
4.6	Potência Reativa do Gerador 31 (Mvar)	46
4.7	Tensão de Campo do Gerador Síncrono (pu)	47
4.8	Corrente de Campo do Gerador Síncrono (pu)	47
4.9	Corrente de Campo do Gerador Síncrono (pu)	48
4.10	Regulador de Tensão Expandido	49
4.11	Tensão na Barra de Carga 290 (pu)	51
4.12	Tensão de Campo do Síncrono da Barra 280 (pu)	51
4.13	Potência Reativa do Síncrono da Barra 280 (Mvar)	52

4.14	Limitador de Sobre Excitação	53
4.15	Potência Reativa do Síncrono da Barra 280 (Mvar)	54
4.16	Tensão da Barra 13 - Sistema de 765 kV (pu)	55
4.17	Tensão da Barra de Carga 290	56
4.18	Tensão da Barra de Carga 290 - Detalhe	57
4.19	Tensão da Barra 13 - Tronco de 765 kV	57
4.20	Tensão da Barra 13 - Tronco de 765 kV - Detalhe	58
4.21	Tensão da Barra 13 Tronco de 765 kV - (pu)	59
4.22	Tensão da Barra de Carga 290 - (pu)	60
4.23	Potência Reativa do Síncrono da Barra 280 - (Mvar)	61
4.24	Tensão da Barra 13 Tronco de 765 kV - (pu)	62
4.25	Tensão da Barra de Carga 290 - (pu)	62
4.26	Potência Reativa do Síncrono da Barra 280 - (Mvar)	63
5.1	Diagrama Unifilar da área RJ/ES	69
5.2	Cálculo do Valor de FRJ	70
5.3	Regulador de Tensão da UHE Marimbondo	74
5.4	Lógica de Controle - Reg. Tensão UHE Marimbondo	75
5.5	Sistema de 5 barras	76
5.6	Tensão de Campo Máquina 2 (pu)	77
5.7	Tensão na Barra de 500 kV de Cachoeira Paulista (pu)	81
5.8	Potência Reativa do Síncrono de Grajaú (Mvar)	82
5.9	Tensão na Barra de 500 kV de Cachoeira Paulista (pu)	83
5.10	Potência Reativa do Síncrono de Grajaú (Mvar)	83
5.11	Tensão na Barra de 500 kV de Cachoeira Paulista (pu)	85
5.12	Potência Reativa do Síncrono de Grajaú (Mvar)	85
5.13	Tensão na Barra de 345 kV de Campos (pu)	87
5.14	Tensão na Barra de 345 kV de Vitória (pu)	88
5.15	Tensão na Barra de 345 kV de Vitória (pu) - Detalhe	89
5.16	Tensão na Barra de 138 kV de Campos (pu)	90
5.17	Tensão na Barra de 138 kV de Vitória (pu)	90
5.18	Potência Reativa dos Síncronos de Campos e Vitória - Mvar	91
5.19	Tensões no Tronco de 345 kV entre Adrianópolis e Vitória (pu)	92
5.20	Potência Reativa dos Síncronos de Campos e Vitória	93

5.21	Tensão de Campos 345 kV (pu)	94
5.22	Tensão de Vitória 345 kV	94
5.23	Tensões no Tronco de 345 kV entre Adrianópolis e Vitória (pu)	96
5.24	Potência Reativa dos Síncronos de Campos e Vitória	96
5.25	Tensão na Barra de Rocha Leão - <i>FastSim⁺⁺SR</i>	98
5.26	Tensão na Barra de Rocha Leão - Anarede FPC	99
5.27	Curva de Carga da área RJ/ES - (pu)	100
5.28	Potência Reativa dos Comp. Síncrono de Grajaú e Vitória -(Mvar)	100
5.29	Tensões no Tronco de 345 kV - (pu)	101
5.30	Tensões no Tronco de 345 kV - (pu)	103
5.31	Potência Reativa dos Comp. Síncrono de Grajaú e Vitória -(Mvar)	103
5.32	Tensão de Vitória 138 kV (pu)	104

Lista de Tabelas

4.1	Geradores do Sistema de Pequeno Porte	40
4.2	Distribuição das Cargas do Sistema de Pequeno Porte	40
4.3	Dados do Regulador de Tensão - Sistema 34 barras	42
4.4	Dados do Regulador de Velocidade - Sistema 34 barras	42
4.5	Comparação Anarede x <i>FastSim</i> ⁺⁺ em Regime Permanente	44
4.6	Dados do Limitador de Sobre Excitação	53
4.7	Dados do Transformador com Comutação Automática	56
5.1	Carga e Geração da área Rio de Janeiro - Espírito Santo	69
5.2	Geradores com Modelos Reais de RAT e de RAV	72
5.3	Geradores com Modelos de RAT ou RAV de 1 ^a ordem	72
5.4	Geradores com Modelos Reais de Estabilizadores de Potência	73
5.5	Geradores com Modelos Linearizados	73
5.6	Dados dinâmicos do sistema de 5 barras	76
5.7	Comparação Anarede x <i>FastSim</i> ⁺⁺ - Regime Permanente	79
5.8	Transformador com Comutação Automática em Carga	86
5.9	Desempenho Computacional	105
A.1	Esquemas Básicos de Solução	117

Capítulo 1

Introdução

1.1 Considerações Gerais

Os sistemas elétricos de potência, ou SEP, estão sofrendo um processo de reestruturação tanto no âmbito ambiental como no econômico. Do lado ambiental, os recursos naturais necessários à expansão do sistema estão cada vez mais escassos e existem pressões sociais no sentido de minimizar a agressão ao meio ambiente. O cenário econômico é caracterizado por um ambiente competitivo com as empresas de energia buscando sempre a otimização dos recursos existentes. Nesse contexto, a possibilidade de atendimento as novas demandas através de expansão física do sistema, ficou bastante reduzida.

Dessa forma, para atender o crescimento da demanda, os sistemas tendem a operar com margens de segurança reduzidas, resultando em um cenário propício para o surgimento de um novo fenômeno até então ignorado, a estabilidade ou colapso de tensão. Esse fenômeno é normalmente caracterizado por uma lenta e contínua queda de tensão, provocada pelo esgotamento das fontes de potência reativa do sistema.

Alguns relatos da ocorrência do fenômeno de estabilidade de tensão estão descritos em [1] e em [2]. No Brasil, os primeiros problemas ocorreram nos dias 24 e 25 de abril de 1997, afetando as regiões Sul, Sudeste e Centro - Oeste com corte de aproximadamente 20% da carga total. A principal causa desse blecaute foi o esgotamento das reservas de potência reativa de área São Paulo, configurando uma

situação típica de instabilidade ou colapso de tensão [3].

O tema em questão tem despertado o interesse das empresas de energia, dos centros de pesquisas e das universidades, resultando no desenvolvimento de novas ferramentas para análise e controle desse tipo de instabilidade. Inicialmente o problema era tratado com uma concepção estática, mas a dinâmica dos geradores e sistemas de excitação, os transformadores com comutação automática em carga e o próprio comportamento da carga, são de fundamental importância para a compreensão do fenômeno de estabilidade de tensão [4]. Com isso as metodologias empregadas nos estudos de estabilidade de tensão foram divididas em métodos estáticos e dinâmicos.

Os métodos estáticos consideram que o fenômeno de estabilidade de tensão possui natureza lenta e progressiva, assim as dinâmicas rápidas do sistema podem ser desprezadas e a solução do problema é feita por meio das equações de fluxo de potência. Nessa categoria, destacam-se os métodos de continuação [5], as análises através das curvas PxV e VxQ [2] e as técnicas de análise linear, como por exemplo, análise modal [6].

Já os métodos dinâmicos, descrevem o sistema elétrico de potência através de um conjunto de equações algébrico-diferenciais não lineares que são resolvidas com a utilização de integração numérica. Essa metodologia é a que fornece com maior precisão o comportamento dinâmico do sistema, entretanto necessita de um elevado esforço computacional.

Recentemente foi proposto um novo método de simulação no tempo, onde as dinâmicas transitórias que não influenciam a estabilidade de médio e longo prazo são desprezadas [7, 8, 9]. Esse método foi denominado de simulação rápida.

Uma modificação nesse novo método foi apresentada em [10], possibilitando a detecção de fenômenos dinâmicos de natureza oscilatória que não eram observados na proposta original. Essa mudança consiste em manter as constantes de tempo das equações diferenciais, o que permite representar a dinâmica dos componentes do sistema.

A metodologia apresentada em [10] foi implementada em um novo simulador denominado de *FastSim⁺⁺* (Fast Simulator), desenvolvido com base na Modelagem

Orientada a Objeto (MOO) e utilizando a linguagem de programação C^{++} [11]. A MOO permitiu a criação de uma plataforma bastante amigável, com um conjunto amplo e integrado de aplicativos para simulação e análise de sistemas elétricos de potência, que atuam sobre uma única base de dados.

Além do método de simulação rápida no tempo, o $FastSim^{++}$ possui uma ferramenta para solução de fluxo de potência utilizando os métodos clássicos de Newton Raphson (coordenadas polares e retangulares) e Newton Raphson Desacoplado Rápido e um aplicativo de simulação dinâmica completa no tempo. Também está disponível um aplicativo de análise modal para cálculo de autovalores, autovetores, fatores de participação e mode-shapes. Atualmente, o aplicativo de análise modal calcula todos os autovalores, o que dificulta sua utilização em sistemas de grande porte.

No Brasil, os estudos de estabilidade de tensão normalmente utilizam ferramentas baseadas no cálculo do fluxo de potência ou na simulação dinâmica completa no tempo. Para algumas situações, as técnicas mencionadas podem requerer um elevado esforço computacional ou podem indicar resultados imprecisos [12] e [13].

Essas constatações motivaram a realização desse trabalho, pois o $FastSim^{++}$ é uma ferramenta útil para analisar os problemas de estabilidade de tensão, fornecendo resultados dentro de uma precisão adequada, para as dinâmicas de interesse, com baixo esforço computacional.

1.2 Objetivos

O objetivo desse trabalho é a validação do programa $FastSim^{++}$ com os principais programas utilizados no planejamento e na operação do Sistema Interligado Nacional, ou seja, o Anarede - Análise de Redes [14] e o Anatem - Análise de Transitórios Eletromecânicos [15], ambos do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica, CEPEL.

Serão analisadas condições de regime permanente e simulações dinâmicas de curto e médio prazo. As análises de regime permanente buscam verificar se o programa $FastSim^{++}$ reproduz corretamente um ponto de operação definido no programa

Anarede. Já as simulações dinâmicas de curta e longa duração, visam verificar se o programa fornece os mesmos resultados que o Anatem para situações de estabilidade transitória e de estabilidade de médio prazo.

Na primeira etapa dessa validação, será utilizado um sistema de pequeno porte. Posteriormente os resultados serão comprovados para o Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro, com ênfase na área geo-elétrica Rio de Janeiro - Espírito Santo.

Para as análises considerando o Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro, deverão ser desenvolvidos os principais modelos de reguladores de tensão, reguladores de velocidade e estabilizadores, que influenciam diretamente a resposta dinâmica do sistema em questão e que compõem o banco de dados para estudos de estabilidade transitória do Operador Nacional do Sistema - ONS.

1.3 Estrutura do Trabalho

O trabalho está dividido em 6 capítulos, além de um apêndice, que serão descritos a seguir de forma sucinta.

O Capítulo 2 - **O Sistema Elétrico de Potência**, descreve as características de um Sistema Elétrico de Potência e apresentada uma revisão dos conceitos de estabilidade, as escalas de tempo e os métodos envolvidos na análise de um Sistema Elétrico de Potência.

O Capítulo 3 - **Aspectos Teóricos da Simulação em Sistemas Elétricos de Potência**, apresenta uma revisão dos conceitos envolvidos na simulação dinâmica e na simulação rápida de um Sistema Elétrico de Potência. São apresentados também os principais equipamentos que devem ser considerados na simulação completa e na simulação rápida de um SEP.

O Capítulo 4 - **Resultados para um Sistema de Pequeno Porte**, são mostrados os resultados da validação do programa *FastSim⁺⁺* com os principais programas utilizados no planejamento e na operação de um SEP, considerando um sistema teste de 34 barras.

O Capítulo 5 - **Resultado para um Sistema de Grande Porte**, são apresentados os resultados da validação do programa *FastSim⁺⁺* com os principais programas utilizados no planejamento da operação de um SEP, considerando o Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro com ênfase na Área Rio de Janeiro / Espírito Santo.

O Capítulo 6 - **Conclusões**, são apresentadas as principais conclusões referentes a validação do programa *FastSim⁺⁺*, bem como as sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

O Sistema Elétrico de Potência

2.1 Considerações Iniciais

O sistema elétrico de potência possui pouco mais de 100 anos, entretanto, as propriedades eletromagnéticas da matéria já eram conhecidas na Grécia há mais de 2000 anos [16]. As descobertas e inovações tecnológicas que ocorreram a partir de meados do século XIX e início do século XX permitiram a conversão eletromecânica e a transmissão de grandes blocos de energia a grandes distâncias. A lâmpada elétrica, o motor elétrico e o transistor constituem exemplos importantes de como a sociedade passou a usar a energia elétrica. Mais do que utilizar a eletricidade, a sociedade se moldou de acordo com o consumo de energia elétrica e hoje é dependente dos Sistemas Elétricos de Potência. De acordo com Elgerd, os SEP podem ser definidos como o maior e mais caro sistema já construído pelo homem [17].

2.2 O Sistema Elétrico de Potência

A função principal de um SEP é converter as diversas formas de energia presentes na natureza, por exemplo a energia potencial da água ou a energia liberada na queima de combustíveis fósseis, em energia elétrica e transportá-la até os centros consumidores. A energia elétrica raramente é consumida, sendo convertida em calor, luz ou energia mecânica. Uma das vantagens de utilizar a energia elétrica é a

possibilidade de transportá-la e controlá-la com relativa facilidade e com alto grau de eficiência e confiabilidade [1].

Um sistema elétrico de potência adequadamente projetado e operado, deve ser capaz de satisfazer alguns requisitos básicos, dentre os quais se destacam:

- Capacidade de atender as contínuas mudanças na demanda. A eletricidade não pode ser armazenada de maneira conveniente em grandes quantidades, sendo necessário manter e controlar uma adequada reserva de potência girante o tempo todo;
- Prover energia com o menor custo econômico possível e com o mínimo impacto ecológico;
- A qualidade no suprimento de energia deve atender um desempenho mínimo em relação à variação de frequência, à variação de tensão e ao nível de confiabilidade.

Para que o sistema elétrico de potência atenda os requisitos básicos acima citados, foram desenvolvidos diversos dispositivos de controle que atuam em vários níveis. A função dos dispositivos de controle, depende do estado de operação em que se encontra o SEP. Em condições normais, os dispositivos de controle devem manter a tensão e a frequência próxima dos valores nominais da forma mais eficiente e econômica possível. Quando em condições adversas, novos objetivos devem ser alcançados fazendo com que o SEP retorne para sua condição normal de operação [1].

De acordo com a Figura 2.1 os controles associados a um SEP podem ser divididos em três grupos básicos, os controles de uma unidade geradora, os controles associados ao sistema de transmissão e os controle relativos ao sistema de regulação secundária de frequência ou controle carga - frequência.

Os controles de uma unidade geradora podem ser divididos em Sistema de Excitação e Sistema de Regulação Primária de Frequência. O Sistema de Excitação consiste basicamente na atuação do regulador automático de tensão (RAT), tendo como função controlar a tensão terminal e conseqüentemente, a potência reativa do gerador. Esse sistema também contribui no amortecimento das oscilações do rotor,

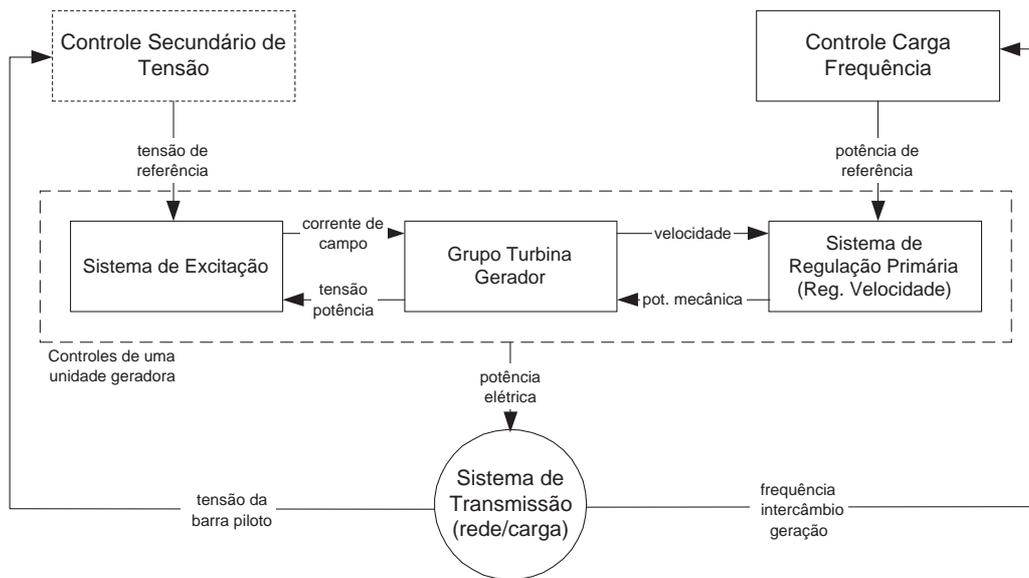


Figura 2.1: O Sistema de Potência e os Dispositivos de Controle.

na ocorrência de perturbações no sistema, com a utilização dos estabilizadores de potência.

Já o Sistema de Regulação Primária é composto basicamente pelo regulador automático de velocidade (RAV) sendo responsável pelo controle da velocidade e da fonte de energia primária. O dispositivo monitora a velocidade do conjunto turbina - gerador e controla o torque mecânico da turbina de modo a fazer com que a potência elétrica gerada pela unidade se adapte às pequenas variações de carga.

A atuação do sistema de regulação primária resulta em desvios de freqüência, sendo necessário utilizar um outro sistema de controle para restabelecer a freqüência ao seu valor nominal. Este sistema é chamado de Sistema de Regulação Secundária de Freqüência ou Controle Automático de Geração (CAG). No caso de sistemas interligados este controle secundário tem ainda a incumbência de manter o intercâmbio de potência ativa entre regiões tão próximo quanto possível dos valores previamente programados. Atualmente os CAGs são baseados em integrais do erro de controle, definidos mais comumente como Erro de Controle de Área (ECA). As empresas que operam o CAG são denominadas controladoras de área e as outras empresas controladas [18].

Os controles associados ao sistema de transmissão são responsáveis por manter as tensões e indiretamente o fluxo de potência reativa dentro dos valores aceitáveis.

Em algumas situações respondem também pelo controle de potência ativa entre duas áreas. Os principais equipamentos responsáveis pelo controle do sistema de transmissão são os compensadores estáticos, os compensadores síncronos, os compensadores série controlados, os capacitores e reatores manobráveis, os transformadores com tape variável sob carga, os transformadores defasadores e os controle de transmissão de corrente contínua em alta tensão - elos HVDC.

Existe uma nova filosofia de controle centralizado de tensão para os sistemas elétricos de potência. Trata-se do Controle Secundário de Tensão (CST) realizado através de uma malha de controle externa, que atua na referência dos reguladores de tensão, com o objetivo de manter o perfil de tensão no sistema, controlando a tensão das chamadas barras piloto [19].

Os dispositivos de controle apresentados na Figura 2.1, contribuem para a operação de um sistema de potência com segurança, possibilitando que tensões e as frequências estejam dentro dos limites aceitáveis. Os controles de um SEP influenciam profundamente no desempenho dinâmico e na habilidade que o sistema possui para sobreviver a um distúrbio [1].

Assim, o projeto e a operação de um sistema elétrico de potência de forma estável e com custos reduzidos torna-se um problema bastante complexo. Sob o enfoque da teoria de controle, o sistema de potência é um processo multivariável de ordem elevada, operando em um ambiente variável ao longo do tempo.

Em função da dimensão e da complexidade do SEP, é essencial a utilização de simplificações para analisar problemas específicos, com o adequado detalhamento. Para isso é importante conhecer as características globais do sistema e a influência dos elementos individuais nos estudos de estabilidade.

2.3 A Estabilidade de um Sistema Elétrico de Potência

Por definição, a estabilidade de um sistema elétrico de potência é a propriedade que lhe permite permanecer em equilíbrio em condições normais de operação ou

de alcançar um novo estado de equilíbrio aceitável após ter sido submetido a um distúrbio [1].

Tradicionalmente, o problema de estabilidade em sistemas elétricos de potência está associado à estabilidade angular do rotor, ou seja, a capacidade de manter o sincronismo entre as máquinas de um sistema interligado, mas a instabilidade pode-se manifestar de diversas formas, dependendo da configuração e do modo operativo do sistema.

A análise dos problemas de estabilidade, a identificação dos principais fatores que contribuem para a instabilidade e o desenvolvimento de métodos para alcançar uma operação estável, são mais facilmente compreendidos através da classificação dos problemas de estabilidade em categorias apropriadas fundamentando-se nas seguintes considerações:

- A natureza física do problema;
- O tipo e o grau da perturbação considerada;
- Os dispositivos, o tempo a ser considerado no estudo da estabilidade;
- O método de cálculo mais apropriado para identificar a estabilidade.

No decorrer dos anos, vários conceitos e definições para os problemas de estabilidade foram propostos pelos grupos de trabalho do IEEE e do CIGRÈ. De acordo com [1], alguns desses conceitos serão apresentadas a seguir.

- **Estabilidade Angular:** é a habilidade que as máquinas síncronas de um sistema elétrico de potência possuem de permanecer em sincronismo sob condições normais e retornar a um ponto de equilíbrio aceitável, após submetidas a um distúrbio. A análise da estabilidade angular do rotor envolve o estudo das oscilações eletromecânicas das máquinas síncronas, onde a questão fundamental é a maneira pela qual as máquinas mantêm o balanço de potência quando ocorrem variações nos torques e aparecem oscilações no rotor. Em função da perturbação, a estabilidade angular pode ser dividida em duas categorias:

- i. **Estabilidade a Pequenas Perturbações:** é a habilidade que um sistema elétrico de potência possui, o que permite permanecer em sincronismo após um pequeno distúrbio provocado por pequenas variações de carga e geração. Essas pequenas perturbações permitem a análise por meio da linearização das equações;
 - ii. **Estabilidade Transitória:** é a habilidade de um sistema elétrico de potência de manter o sincronismo quando submetido a um distúrbio severo. A resposta do sistema envolve um grande variação nos ângulos dos geradores, sendo influenciada por meio da relação não linear potência - ângulo.
- **Estabilidade de Tensão:** é a habilidade que um sistema elétrico de potência possui que lhe permite manter níveis aceitáveis de tensão em todas as barras do sistema em condições normais de operação e de retornar a um ponto de equilíbrio aceitável após ter sido submetido a um distúrbio. Um sistema entra em estado de instabilidade de tensão quando um distúrbio ou mudanças nas condições de operação do sistema causam uma progressiva e descontrolada queda de tensão. A principal causa associada a essa condição de operação é a incapacidade do sistema de manter o balanço de potência reativa adequado para a condição de operação a que está submetido. Em função da perturbação, a estabilidade de tensão também pode ser dividida em duas categorias:
 - i. **Estabilidade de Tensão a Grandes Perturbações:** é a habilidade que o sistema elétrico de potência possui de manter as tensões de operação aceitáveis após um grande distúrbio, por exemplo, um curto circuito seguido da abertura de uma linha de transmissão. O fenômeno é determinado pelas características de carga, pela interação entre os dispositivos de controle de ação contínua ou discreta e pela ação dos sistemas de proteção. A estabilidade de tensão a grandes perturbações requer o exame do comportamento dinâmico não-linear do sistema num período de tempo suficiente para capturar a interação de dispositivos que exercem influência sobre este tipo de fenômeno.
 - ii. **Estabilidade de Tensão a Pequenas Perturbações:** é a habilidade que o sistema elétrico de potência possui de manter níveis aceitáveis de tensão após um pequeno distúrbio, como por exemplo, a mudança in-

cremental de carga. Esse fenômeno é influenciado pelas características dinâmicas do sistema, ou seja, o comportamento de carga e dos controles contínuos e discretos num dado instante de tempo. Em geral, os processos envolvidos na estabilidade de tensão a pequenas perturbações podem ser analisados por técnicas de regime permanente.

2.3.1 Escalas de Tempo

As dinâmicas relativas à estabilidade de um sistema elétrico de potência acontecem num escala de tempo que vai desde frações de segundos até dezenas de minutos. Dessa forma, a análise de fenômeno de estabilidade é dividida em categorias, considerando os fatores que contribuem com maior ou menor intensidade em cada categoria. Dentre os fatores que devem ser considerados na divisão dos problemas de estabilidade estão a intensidade do distúrbio e as diferentes escalas de tempo de atuação dos diversos equipamentos que compõem o sistema elétrico de potência. A estabilidade de um SEP pode ser dividida em estabilidade de curto prazo e estabilidade de médio e longo prazo, como mostrado na Figura 2.2.

A estabilidade angular ou de curto prazo (0 a 10 segundos) é aquela que ocorre imediatamente após uma grande perturbação no sistema, como por exemplo, a perda de uma linha de transmissão. Nessa faixa de tempo, não existe uma clara distinção entre os problemas de estabilidade angular e de estabilidade de tensão, sendo que na maioria das ocorrências, os dois fenômenos coexistem. Componentes como os elos de corrente contínua, os motores de indução e os sistemas de excitação dos geradores têm grande influência no processo de estabilidade de curto prazo. Devido às grandes excursões de tensão e frequência do sistema, onde as não linearidades têm efeito destacado, devem ser utilizadas ferramentas de simulação dinâmica completa no tempo para o estudo dos fenômenos localizados nesta escala de tempo. As variáveis associadas à dinâmica lenta do sistema ainda não respondem e podem ser consideradas constantes.

A estabilidade de tensão ou de médio prazo está localizada na faixa dos minutos e o sistema encontra-se em um ponto de equilíbrio estável. Nessa faixa de tempo destacam-se os componentes que possuem ação lenta, como por exemplo os trans-

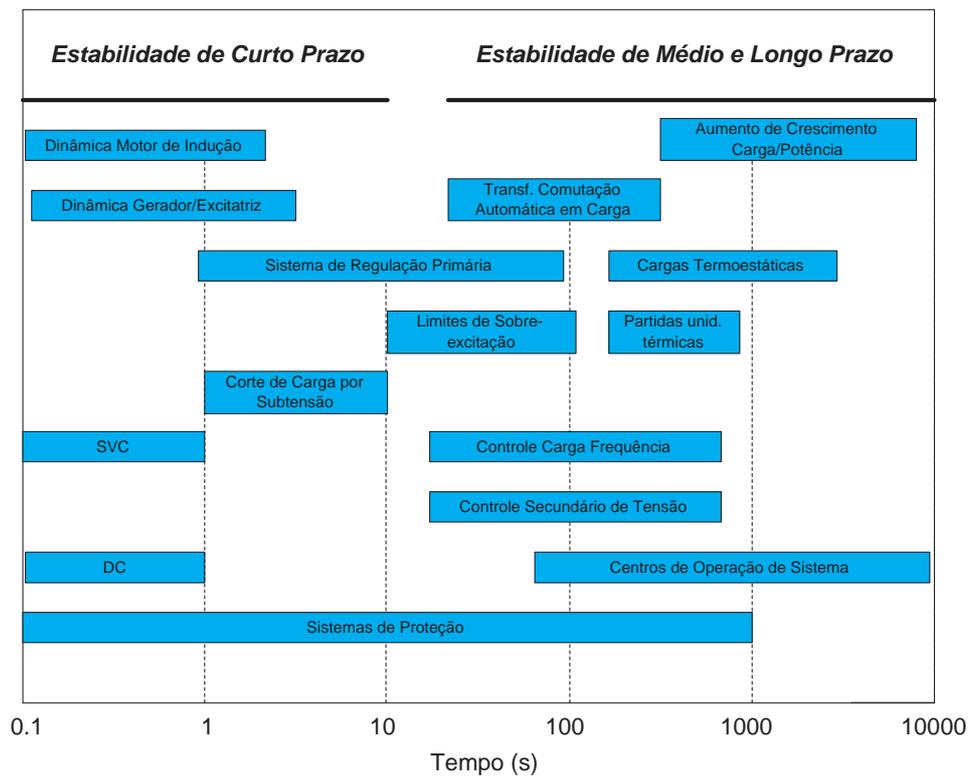


Figura 2.2: Escalas de Tempo

formadores com comutação automática em carga, os limitadores de sobre excitação e o controle carga-freqüência. Aqui ainda não é possível a intervenção dos centros de operação do sistema.

A estabilidade de longo prazo é aquela que se manifesta na faixa de algumas horas, caracterizada por uma variação na demanda de carga do sistema ou variação no valor das potências transferidas entre sub sistemas. Nessa faixa de tempo, os centros de operação desempenham papel importante na manutenção das condições de estabilidade de tensão e de freqüência do sistema.

2.3.2 Métodos Utilizados na Análise de um SEP

A classificação da estabilidade em escalas de tempo permite diferenciar os fenômenos que podem ser examinados utilizando uma análise estática daqueles que devem ser estudados utilizando uma análise dinâmica não linear. A seguir será apresentada uma pequena discussão sobre essas duas metodologias.

- i. **Análise Estática:** A análise por técnicas estáticas permite o exame de uma ampla faixa de condições de operação do sistema e respondem sobre a natureza do problema e os principais fatores que o influenciam. Esse tipo de abordagem considera que os fenômenos que possuem dinâmicas rápidas já se manifestaram e o acompanhamento do problema pode ser feito através da solução das equações de fluxo de potência, sendo portanto computacionalmente mais eficiente que a análise dinâmica.

Existem vários métodos propostos na literatura para verificar as condições de estabilidade de um sistema, considerando a análise estática do problema [2]. Dentre eles, destacam-se a determinação das curvas PxV e VxQ , os métodos de continuação e as técnicas de análise linear, como por exemplo, a análise modal.

A curva PxV fornece a margem de carregamento do sistema, ou seja, a distância em MW de um ponto de operação ao ponto de máximo carregamento. Essa curva é traçada através de sucessivas soluções do problema de fluxo de potência para variações de potência ativa e/ou reativa numa determinada direção de crescimento de carga. A singularidade existente no ponto de máximo carregamento dificulta a obtenção de soluções nas imediações deste ponto, o que pode ser resolvido com a utilização de um método de continuação [5].

O método de continuação permite, através de uma pequena reformulação do problema de fluxo de potência, a obtenção de todas as soluções possíveis no domínio real. Assim a partir de um caso base especificado, é calculado o perfil de tensão do sistema em função do incremento de carga no qual o sistema foi submetido.

A curva VxQ é calculada para uma determinada barra que preferencialmente representa o comportamento de um grupo de barras da mesma área, sendo que na barra escolhida é conectado um compensador síncrono. Para diferentes valores especificados de tensão é calculada a potência reativa gerada ou absorvida no compensador síncrono, para condições de pré e pós contingência em diferentes cenários de carga. A margem de potência reativa é dada por meio da distância do ponto de operação ao ponto onde a taxa de variação de potência reativa em relação a tensão é nula, ou seja, onde $dQ/dV = 0$. O lado direito da curva corresponde aos pontos de equilíbrio estável, onde um aumento de

potência reativa é seguido por um aumento do nível de tensão na barra. O lado esquerdo corresponde aos pontos de operação instáveis [2].

As técnicas de análise linear avaliam o problema de estabilidade de tensão ao redor de um determinado ponto de operação, utilizando a linearização das equações de fluxos de potência. Uma dessas técnicas é a análise modal que permite identificar medidas de reforço para o sistema, através do estudo dos autovalores de matriz jacobiana do sistema e da sensibilidade dos autovalores a variação incremental de diferentes parâmetros [6].

A utilização exclusiva de ferramentas de análise estática para os estudos de estabilidade de tensão não é recomendável, uma vez que essas técnicas podem conduzir a resultados imprecisos na determinação das margens de estabilidade como apresentado em [12] e em [13].

- ii. **Análise Dinâmica:** A análise não linear no domínio do tempo, é dentre todas as técnicas a que oferece maior precisão a respeito da dinâmica de um sistema elétrico de potência. Essa técnica é normalmente utilizada quando existe a necessidade de um estudo detalhado dos fenômenos dinâmicos envolvido no problema de estabilidade. A simulação dinâmica completa consiste em resolver um conjunto de equações algébrico - diferenciais não lineares que descrevem o comportamento dinâmico do sistema através de algum método de integração numérica, normalmente a regra trapezoidal implícita. No item 3.2 o método de simulação dinâmica completa será apresentado em maiores detalhes.

Se por um lado à simulação dinâmica completa fornece precisamente o comportamento dinâmico do sistema, por outro lado demanda um elevado esforço computacional, além de não fornecer com facilidade informações a respeito de sensibilidade e do grau de instabilidade do sistema. A determinação do local e causa provável da instabilidade envolve normalmente a análise de um grande número de curvas e um elevado número de simulações [11].

Recentemente, foi proposto um método de simulação que representa as dinâmicas relevantes de médio e longo prazo enquanto mantém as mesmas vantagens de desempenho computacional do fluxo de potência [7, 8]. Essa método é denominado de simulação rápida e tem se mostrado bastante promissor em estudo de estabilidade de tensão de médio e longo prazo. No item 3.3 o método de simulação rápida será apresentado com maiores detalhes.

2.4 Considerações Finais

Esse item apresentou os principais componentes que influenciam o controle e a operação de um sistema elétrico de potência. Foram ilustrados os conceitos relacionados com a estabilidade de um SEP e mostradas as diferentes escalas de tempo dos diversos equipamentos que compõem o sistema. Também foram discutidos os principais métodos de análise de um sistema elétrico de potência.

Capítulo 3

Aspectos Teóricos da Simulação em Sistemas Elétricos de Potência

3.1 Considerações Iniciais

Esse capítulo apresenta uma revisão dos conceitos envolvidos na simulação dinâmica e na simulação rápida de um Sistema Elétrico de Potência. São apresentados também os principais equipamentos que devem ser considerados na simulação completa e na simulação rápida de um SEP.

3.2 A Simulação Completa

A Simulação Completa (SC), é usada na análise da estabilidade transitória de sistemas elétricos de potência, buscando verificar a capacidade que o sistema possui em manter o sincronismo entre as máquinas, após a ocorrência de uma grande perturbação. Pode-se definir grande perturbação como a ocorrência de um curto-circuito em uma linha de transmissão seguido da atuação do sistema de proteção ou uma alteração no equilíbrio geração - carga, provocada por perda de uma unidade geradora ou perda de um grande bloco de carga.

As equações que descrevem o modelo matemático utilizado no cálculo da esta-

bilidade transitória de um sistema elétrico de potência possuem uma formulação bem definida e são válidas para uma grande escala de modelos [20]. Essas equações constituem um conjunto de equações diferenciais ordinárias não-lineares, associadas aos rotores das máquinas síncronas e seus controladores, e um conjunto de equações algébricas não-lineares, associadas a rede de transmissão, os estatores das máquinas síncronas e as cargas representadas por modelos estáticos. Essas equações são solucionadas através de algum método de integração numérica, normalmente a regra trapezoidal implícita. Um pequeno resumo sobre os métodos de integração numérica é apresentado no Apêndice A.

A estrutura típica do modelo matemático para estudos de estabilidade transitória é apresentada na Figura 3.1.

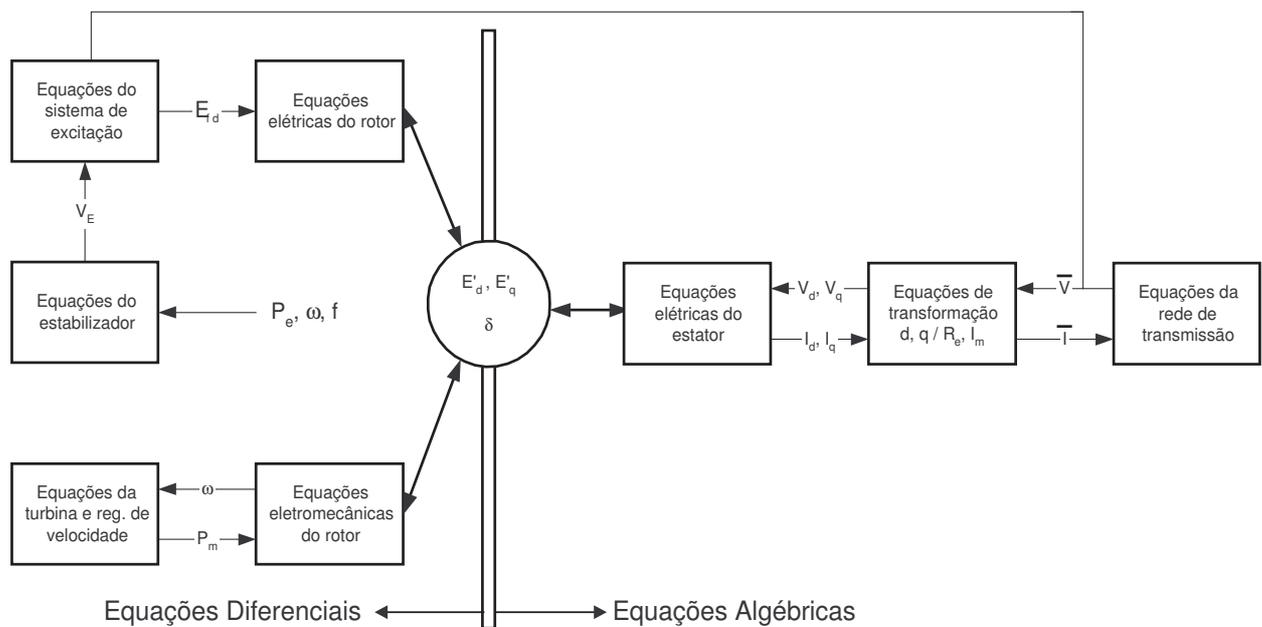


Figura 3.1: Estrutura do Modelo Matemático

Os componentes do lado esquerdo da interface mostrada Figura 3.1 representam o conjunto de equações diferenciais ordinárias não - lineares, onde destacam-se:

P_m : potência mecânica aplicada ao eixo do gerador;

ω : velocidade angular do eixo do gerador;

E_{fd} : tensão de saída do sistema de excitação ou tensão de campo

Já os componentes do lado direito da interface representam as equações algébricas não - lineares, onde destacam-se:

V_d, V_q : componentes de eixo direto e quadratura da tensão terminal do gerador;

I_d, I_q : componentes de eixo direto e quadratura da corrente do estator;

\bar{I} : corrente complexa do estator;

\bar{V} : tensão complexa terminal do gerador

As variáveis que aparecem tanto nas equações diferenciais como nas equações algébricas, são denominadas variáveis de interface e são definidas como:

E'_d, E'_q : componentes de eixo direto e quadratura da tensão transitória interna do gerador;

δ : posição angular do rotor em relação a uma referência síncrona;

O modelo matemático apresentado na Figura 3.1 pode ser resumido nas seguintes equações:

$$\dot{x} = f(x, y) \quad (3.1)$$

$$0 = g(x, y) \quad (3.2)$$

onde:

f: função vetorial que define as equações diferenciais dos elementos dinâmicos do sistema (geradores e os respectivos controles, elos de corrente contínua, motores de indução, etc);

g: função vetorial que define as equações algébricas da rede elétrica;

x: vetor das variáveis de estado;

y: vetor das tensões complexas nodais.

A seguir serão apresentados os modelos matemáticos dos principais equipamentos que influenciam o comportamento dinâmico de um SEP, tendo como base a Figura 3.1.

3.2.1 A Máquina Síncrona

Os modelos matemáticos utilizados para representar uma máquina síncrona estão detalhados em [1] e [21]. Estes modelos são derivados do modelo geral de Park para máquinas síncronas, onde é assumido um sistema de coordenadas que gira na mesma velocidade do rotor da máquina, definindo um eixo em fase com os pólos do rotor, eixo direto ou eixo d , e outro 90° elétricos atrasado em relação ao primeiro, eixo de quadratura ou eixo q .

Considerando um enrolamento amortecedor no eixo d e um enrolamento amortecedor no eixo q , as equações em valores por unidade de tensão e fluxo concatenado, podem ser expressas da seguinte forma:

Equações de Tensão do Estator

$$\begin{aligned} e_d &= \dot{\Psi}_d - \omega_r \Psi_q - R_a i_d \\ e_q &= \dot{\Psi}_q + \omega_r \Psi_d - R_a i_q \\ e_0 &= \dot{\Psi}_0 - R_a i_0 \end{aligned} \tag{3.3}$$

Equações de Tensão do Rotor

$$\begin{aligned} e_{fd} &= \dot{\Psi}_{fd} + R_{fd} i_{fd} \\ 0 &= \dot{\Psi}_{1d} + R_{1d} i_{1d} \\ 0 &= \dot{\Psi}_{1q} + R_{1q} i_{1q} \end{aligned} \tag{3.4}$$

Equações de Fluxo Concatenado do Estator

$$\begin{aligned} \Psi_d &= -L_d i_d + L_{ad} i_{fd} + L_{ad} i_{1d} \\ \Psi_q &= -L_q i_q + L_{aq} i_{1q} \\ \Psi_0 &= -L_0 i_0 \end{aligned} \tag{3.5}$$

É importante observar que $L_d = L_{ad} + L_l$ e $L_q = L_{aq} + L_l$, onde L_l é a indutância de dispersão dos circuitos de eixo d e q .

Equações de Fluxo Concatenado do Rotor

$$\begin{aligned}\Psi_{fd} &= L_{ffd}\dot{i}_{fd} + L_{f1d}\dot{i}_{1d} - L_{ad}\dot{i}_d \\ \Psi_{1d} &= L_{f1d}\dot{i}_{fd} + L_{11d}\dot{i}_{1d} - L_{ad}\dot{i}_d \\ \Psi_{1q} &= L_{11q}\dot{i}_{1q} - L_{aq}\dot{i}_q\end{aligned}\tag{3.6}$$

Considerando a operação em regime permanente equilibrado, a aplicação da transformada de Park para as tensões e correntes balanceadas da armadura, resulta na obtenção de corrente contínua nos circuitos de eixo d e eixo q . O mesmo ocorre para as tensões do estator e fluxos concatenados. Considerando que as quantidades associadas ao rotor são também constantes em regime permanente, todos os termos que contém derivadas no tempo nas equações 3.3 e 3.4 são nulos. Além disso, as componentes de seqüência 0 não existem.

Como o termo $\dot{\Psi}$ é nulo nas equações 3.4, tem-se que $R_{1d}\dot{i}_{1d} = R_{1q}\dot{i}_{1q} = 0$ e conseqüentemente, todas as correntes nos enrolamentos amortecedores são iguais a zero.

Dessa forma, as equações em pu da máquina síncrona em regime permanente equilibrado são:

Equações de Tensão do Estator

$$\begin{aligned}e_d &= -\omega_r\Psi_q - R_a\dot{i}_d \\ e_q &= \omega_r\Psi_d - R_a\dot{i}_q\end{aligned}\tag{3.7}$$

Equações de Tensão do Rotor

$$e_{fd} = R_{fd}\dot{i}_{fd}\tag{3.8}$$

Equações de Fluxo Concatenado do Estator

$$\begin{aligned}\Psi_d &= -L_d\dot{i}_d + L_{ad}\dot{i}_{fd} \\ \Psi_q &= -L_q\dot{i}_q\end{aligned}\tag{3.9}$$

Equações de Fluxo Concatenado do Rotor

$$\begin{aligned}
 \Psi_{fd} &= L_{ffd}i_{fd} - L_{ad}i_d \\
 \Psi_{1d} &= L_{f1d}i_{fd} - L_{ad}i_d \\
 \Psi_{1q} &= -L_{aq}i_q
 \end{aligned} \tag{3.10}$$

Considerando que em regime permanente o valor da reatância em pu é igual ao valor da indutância também em pu , ou seja, $X_d = L_d$. Substituindo as equações 3.9 em 3.7 obtém-se:

$$\begin{aligned}
 e_d &= X_q i_q - R_a i_d \\
 e_q &= -X_d i_d - R_a i_q + X_{ad} i_f
 \end{aligned} \tag{3.11}$$

onde X_d e X_q são as reatâncias síncronas de eixo direto e de eixo de quadratura respectivamente e X_{ad} é uma reatância mútua que representa o acoplamento entre as correntes de eixo direito do estator e do rotor.

Para a operação em regime permanente, é importante estabelecer uma representação fasorial das grandezas do estator da máquina síncrona utilizando os eixos d e q . Dessa forma, é possível obter um vetor tensão gerada no estator, ou tensão terminal da máquina, considerando um par de eixos real e imaginário coincidentes com os eixos direto e em quadratura da máquina.

Partindo da equação 3.11;

$$\begin{aligned}
 e_d + j e_q &= X_q i_q - R_a i_d + j(-X_d i_d - R_a i_q + X_{ad} i_f) \\
 e_d + j e_q &= -R_a(i_d + j i_q) - j X_q(i_d + j i_q) + j[X_{ad} i_f - (X_d - X_q)i_d] \\
 e_d + j e_q &= -(R_a + j X_q)(i_d + j i_q) + j[X_{ad} i_f - (X_d - X_q)i_d]
 \end{aligned} \tag{3.12}$$

Definindo:

Tensão Terminal da máquina: $\vec{V}_t = e_d + j e_q$

Corrente da máquina: $\vec{I} = i_d + j i_q$

Tensão proporcional à corrente de campo: $E_{fd} = X_{ad} i_f$

E a grandeza:

$$\begin{aligned} E_q &= X_{ad}i_f - (X_d - X_q)i_d \\ E_q &= E_{fd} - (X_d - X_q)i_d \end{aligned} \quad (3.13)$$

Reescrevendo a equação 3.12 obtém-se:

$$\vec{V}_t = -(R_a + jX_q)\vec{I} + jE_q \quad (3.14)$$

Fazendo $\vec{E}_q = jE_q$ de forma obter uma expressão fasorial independente do sistema de eixos tem-se:

$$\vec{V}_t = -(R_a + jX_q)\vec{I} + \vec{E}_q \quad (3.15)$$

A equação 3.15 representa uma máquina síncrona em regime permanente com tensão interna \vec{E}_q atrás de uma impedância síncrona. De acordo com a equação 3.14 e da definição do fasor \vec{E}_q , essa tensão tem a direção do eixo imaginário, ou seja, a do eixo de quadratura q , com o valor do módulo dado através da equação 5.2.

As expressões apresentadas até o momento, para representar uma máquina síncrona em regime permanente, estão referenciadas a um par de eixos perpendiculares coincidentes com os eixos direto e de quadratura do rotor da máquina. Já as grandezas do sistema de transmissão estão relacionadas a um sistema de referência complexo (real e imaginário). Ambos os sistemas de referência, giram a velocidade síncrona, porém defasados de um ângulo δ . Dessa forma, para realizar o acoplamento das equações da máquina síncrona com as equações da rede de transmissão, é necessário definir um sistema de equações adicionais que representa uma transformação de coordenadas por rotação de eixos.

As equações que descrevem a transformação de coordenadas por rotação de eixos são descritas abaixo e ilustradas na Figura 3.2.

$$\begin{aligned} e_d &= -V_r \sin \delta + V_m \cos \delta \\ e_q &= V_r \cos \delta + V_m \sin \delta \end{aligned} \quad (3.16)$$

Para completar o conjunto de equações que regem o comportamento dinâmico uma máquina síncrona, torna-se necessário apresentar as equações responsáveis pelo

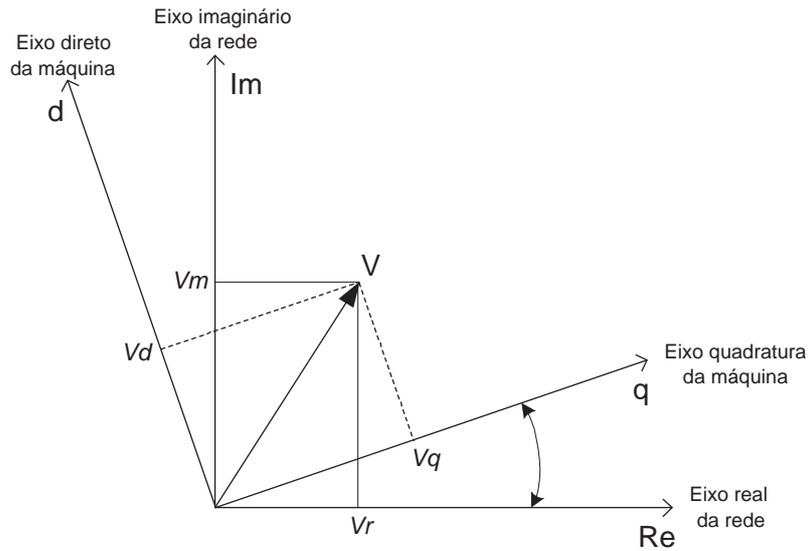


Figura 3.2: Diagrama Composto Transformação de Coordenadas

movimento da máquina, tendo novamente como base o modelo geral de Park, como será mostrado a seguir.

Torque de entreferro

$$T_e = \Psi_d i_q - \Psi_q i_d \quad (3.17)$$

Equação do movimento ou *swing*

$$\dot{\omega} = \omega_r \frac{1}{2H} (T_m - T_e) \quad (3.18)$$

onde T_m : torque mecânico;

H : constante de inércia da máquina síncrona

ω_r : é a velocidade de referência.

Considerando que em regime permanente a velocidade de referência ω_r é igual a $1pu$ e o valor da potência elétrica é igual ao valor do torque elétrico, tem-se que:

Potência Elétrica

$$P_e = T_e = e_d i_d + e_q i_q \quad (3.19)$$

Equação do movimento ou *swing*

$$\dot{\omega} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e) \quad (3.20)$$

Lembrando que conjunto de equações apresentado acima, representa uma máquina síncrona com um enrolamento amortecedor no eixo d e um enrolamento amortecedor no eixo q . De acordo com [22], essas equações podem ser resumidas como apresentado abaixo. Esse modelo não considera a reatância de dispersão da máquina síncrona (X_l) e despreza a derivada da tensão transitória, uma vez que sua constante de tempo é muito maior quando comparada com a constante de tempo da parte subtransitória. Além disso, na equação das tensões transitórias, as tensões subtransitórias são escritas em função das tensões transitórias, considerando a equação de regime permanente da tensão subtransitória.

$$\begin{aligned}
\frac{dE'_q}{dt} &= \frac{1}{T'_{do}}(E_{fd} + (X_d - X'_d)I_d - E'_q) \\
\frac{dE''_q}{dt} &= \frac{1}{T''_{do}}(E'_q + (X'_d - X''_d)I_d - E''_q) \\
\frac{dE''_d}{dt} &= \frac{1}{T''_{qo}}(-(X'_q - X''_q)I_q - E''_d) \\
\frac{d\omega}{dt} &= \frac{\omega_r}{2H}(P_m - P_e - D(\omega - \omega_r)) \\
\frac{d\delta}{dt} &= \omega - \omega_r
\end{aligned} \tag{3.21}$$

3.2.2 O Sistema de Excitação

O objetivo de um sistema de excitação é prover corrente contínua para o circuito de campo da máquina síncrona. Além disso, o sistema de excitação realiza uma série de funções de controle e proteção. Dentre as funções de controle destacam-se o controle da tensão terminal, o controle da potência reativa e a melhora da estabilidade do sistema. Já as funções de proteção visam assegurar que os limites de capacidade da máquina síncrona, do sistema de excitação e de outros equipamentos não sejam superados.

De acordo com [1] e [23], os principais componentes do sistema de excitação são apresentados abaixo e ilustrados na 3.3.

- **Excitatriz:** fornece ao campo da máquina síncrona potência em corrente contínua, constituindo o estágio de amplificação de potência do sistema de

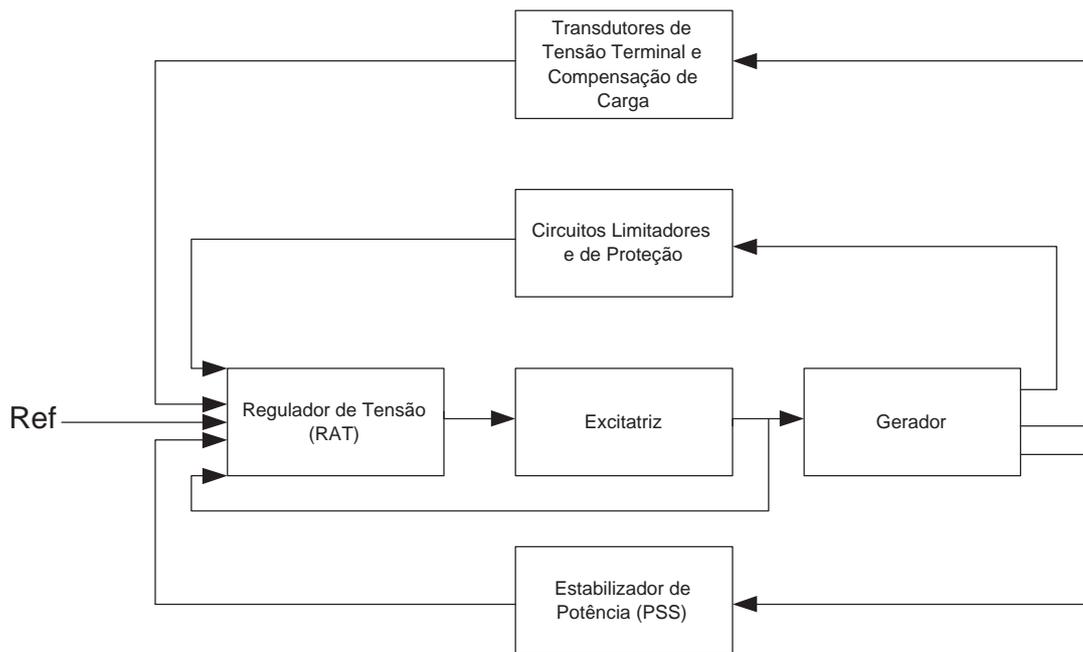


Figura 3.3: Diagrama Funcional de um Sistema de Excitação

excitação;

- **Regulador de Tensão:** processa e amplifica os sinais de entrada a um nível e forma apropriados para o controle da excitatriz;
- **Transdutor:** de tensão terminal e compensador de carga: mede, retifica e filtra a tensão terminal e compara com a referência de tensão desejada. O compensador de carga é usado para manter a tensão em um ponto eletricamente distante da barra terminal;
- **Estabilizador do sistema de potência:** visa amortecer as oscilações eletromecânicas, introduzindo amortecimento adicional ao sistema;
- **Limites e circuitos de proteção:** incluem as funções de controle e proteção, como por exemplo, os limitadores de sub e sobre-excitação, limitador volt por Hertz e limitador de tensão terminal.

Os sistemas de excitação podem ser classificados em três categorias básicas, sendo diferenciados através do tipo de fonte usada para a excitação, ou seja:

- **Excitação do tipo DC:** essa categoria utiliza um gerador de corrente contínua para fornecer corrente ao campo da máquina síncrona através de anéis

coletores. Este sistema é mais antigo e tendem a desaparecer.

- **Excitação do tipo AC:** é utilizado um gerador de corrente alternada para alimentar o campo da máquina síncrona. A corrente alternada na saída do gerador é convertida para corrente contínua através de um retificador que pode ser controlado ou não controlado. Esses retificados são estacionários ou rotativos. Os sistemas de excitação AC foram desenvolvidos para substituir os sistema DC mas logo foram superados por sistemas de excitação estática.
- **Excitação do tipo Estática:** é utilizado um retificador alimentado a partir da barra terminal do gerador ou uma barra auxiliar por meio de um transformador abaixador para alimentar em corrente contínua o campo da máquina síncrona. Este sistema apresenta uma resposta muito rápida e atualmente são os mais utilizados.

A representação do sistema de excitação apresentada na Figura 3.3 pode ser traduzida na forma clássica de um sistema de controle com realimentação, como mostrado na Figura 3.4.

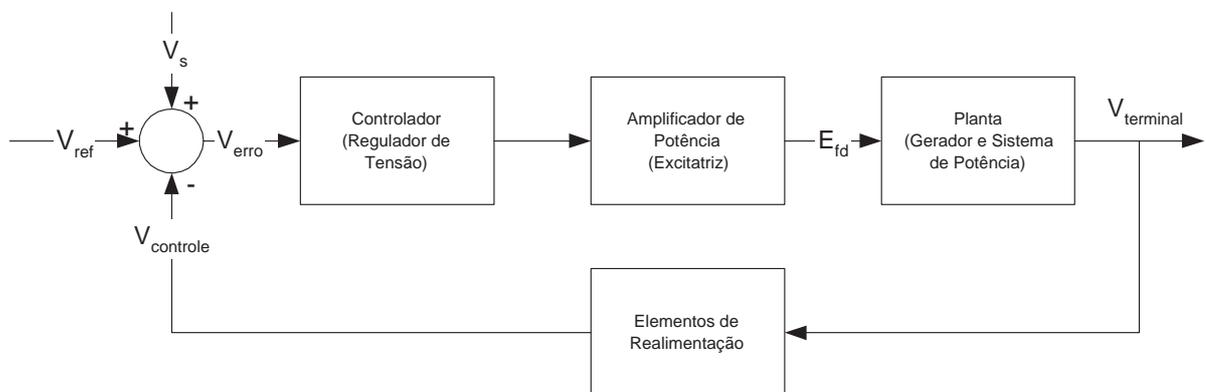


Figura 3.4: Modelo Clássico de um Sistema de Excitação

O principal sinal de um sistema de excitação é a saída $V_{controle}$ mostrada na Figura 3.4. Esse sinal de realimentação, é proveniente dos transdutores da tensão terminal, Figura 3.3, sendo proporcional à tensão terminal ($V_{terminal}$). Ao sinal $V_{controle}$ é subtraído a tensão de referência V_{ref} e o valor V_s que pode representar a saída de um estabilizador de potência ou ainda sistemas de proteção da máquina síncrona. Em regime permanente o sinal V_s é igual a zero e o sinal de erro V_{erro} é

traduzido na tensão de campo E_{fd} , para as condições nas quais a máquina síncrona está submetida.

A modelagem correta do sistema de excitação, incluindo as funções de controle e proteção, é essencial para os estudos de operação e planejamento de um SEP. Em função do objetivo de cada estudo, determinadas funções do sistema de excitação podem ser ou não representadas. Nos estudos de estabilidade transitória devem ser representados o regulador de tensão, os estabilizadores de potência e o controle do sistema de excitação. Já nos estudos de estabilidade de tensão é interessante que as funções de proteção, como por exemplo, os limitadores de sobre excitação, possam ser representados.

3.2.3 O Sistema de Regulação Primária

O sistema de regulação primária comumente chamado de regulador automático de velocidade ou RAV, tem como função controlar a velocidade do conjunto turbina - gerador e conseqüentemente o torque mecânico da turbina, possibilitando que a potência elétrica gerada se adapte às variações de carga.

De acordo com [1], o princípio básico de um RAV pode ser ilustrado considerando a Figura 3.5, onde é apresentada esquematicamente uma unidade geradora suprindo uma carga isolada.

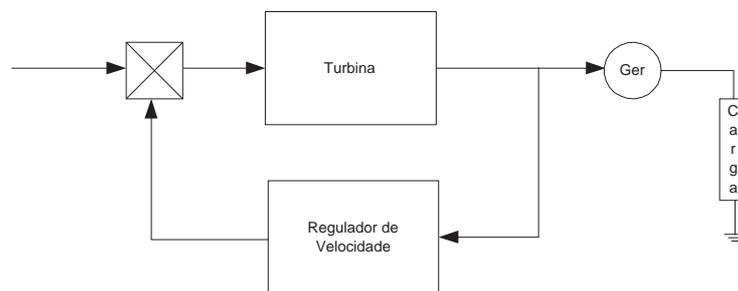


Figura 3.5: Modelo Clássico de um Sistema de Excitação

Quando ocorre uma mudança na carga, ela é refletida instantaneamente como uma variação no torque elétrico (T_e) ou na potência elétrica do gerador (P_e). Essa mudança provoca uma diferença entre o torque elétrico e o torque mecânico (T_m) o que resulta em variação na velocidade da máquina que é determinada através

da equação do movimento (Equação 3.20). A variação de velocidade origina um sinal de controle na saída do regulador de velocidade que irá atuar nas comportas do distribuidor das turbinas hidráulicas ou nas válvulas de suprimento de gás para unidades de geração térmica. O sinal de controle na saída do regulador de velocidade é no sentido de restabelecer a velocidade da máquina, conseqüentemente a frequência do sistema.

Existem basicamente dois tipos de reguladores de velocidade, os isócronos e os com que de velocidade ou estatismo. O regulador de velocidade do tipo isócrono é indicado para operação isolada ou quando um único gerador do sistema é o responsável pelo controle da frequência, pois sua atuação é no sentido de restabelecer a velocidade para o valor nominal ou de referência. A Figura 3.6 apresenta o diagrama de blocos da função de transferência de um regulador de velocidade isócrono, onde $\Delta\omega$ representa a variação de velocidade do sistema e ΔY representa a variação de abertura da comporta ou válvula.

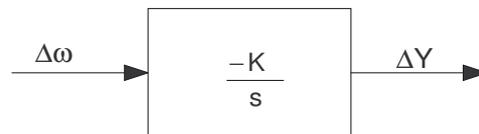


Figura 3.6: Função de Transferência do Regulador de Velocidade Isócrono

Para operação em paralelo com controle do tipo isócrono, é impossível estabelecer e manter valores de referência idênticos nos diversos RAV do sistema. A implementação deste tipo de controle promove uma disputa entre as unidades no sentido de cada um buscar estabelecer para o sistema, a frequência definida no seu próprio valor de referência. Como a frequência é única em todo o sistema, o processo tenderia ao colapso, com algumas unidades tendendo ao despacho máximo enquanto outras tenderiam ao despacho mínimo.

Para equacionar as dificuldades de divisão estável da carga entre dois ou mais unidades geradoras operando em paralelo, foram desenvolvidos os reguladores com queda de velocidade ou com estatismo. Esses reguladores possuem como característica, variação de velocidade em função da carga. Essa propriedade é obtida adicionando um laço de realimentação em paralelo com o integrador mostrado na Figura 3.7.

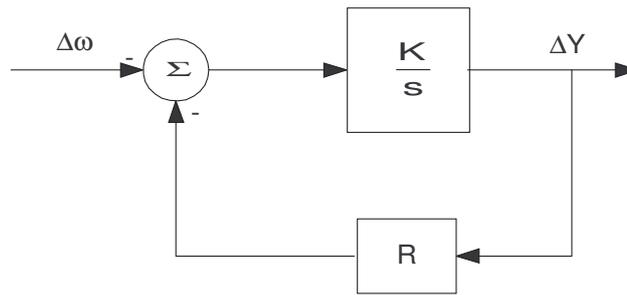


Figura 3.7: Função de Transferência Regulador de Velocidade com Estatismo

Essa malha adicional promove uma redução no valor de referência de velocidade à medida que a unidade assume carga. Com a introdução dessa malha de realimentação, o regulador de velocidade apresenta uma característica estática representada pelo parâmetro R , também chamado de estatismo.

No SIN é utilizado um valor típico para R de 5% [24], o que significa que uma variação de 100% na potência, origina um desvio de 5% na frequência.

3.2.4 O Sistema de Transmissão

O sistema de sistema de transmissão pode ser representado utilizando a matriz admitância nodal na formulação de injeções de correntes, como mostrado na equação

$$I(E, V) = YV \quad (3.22)$$

onde:

I : vetor de injeções de correntes nodais;

Y : matriz admitância nodal;

V : vetor de tensões nodais;

E : vetor de variáveis de estado.

O sistema de equações apresentado em 3.22, normalmente é não - linear podendo ser representado na sua forma complexa ou forma expandido na parcelas real e imaginária de cada elemento.

Quando representado na forma complexa, o sistema de equações 3.22 é resolvido através da fatoração LU de Y . Já para representação na forma expandida, pode-se utilizar o método de Newton para a solução, onde I é o vetor de injeções de correntes nodais e V é o vetor de tensões nodais expandidos nas parcelas real e imaginária de seus elementos.

3.2.5 A Modelagem de Carga

A carga é provavelmente um dos elementos que mais influência o comportamento dinâmico de um SEP, principalmente com relação a variação de tensão [3]. Em geral podem ser representadas considerando o seu comportamento para variações de tensão traduzidas por equações puramente algébricas. A representação pode incluir uma combinação de parcelas do tipo potência constante, corrente constante e impedância constante.

Para representação das carga estáticas normalmente é utilizado uma função do tipo polinômio de segundo grau, denominado modelo ZIP e definido de acordo com as equações 3.23 e 3.24.

$$P = P_o \left[1 - A - B + A \left(\frac{V}{V_o} \right) + B \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 \right] \quad (3.23)$$

$$Q = Q_o \left[1 - C - D + C \left(\frac{V}{V_o} \right) + D \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 \right] \quad (3.24)$$

onde:

P : parcela ativa da carga, em pu;

Q : parcela reativa de carga, em pu;

V : módulo da tensão, em pu;

V_o : módulo da tensão para a qual se conhece o valor da carga em pu;

P_o : parcela ativa da carga para $V = V_o$, em pu;

Q_o : parcela reativa da carga para $V = V_o$, em pu;

A: parcela ativa da carga do tipo corrente constante, em pu;

B: parcela ativa da carga do tipo impedância constante, em pu;

C: parcela reativa da carga do tipo corrente constante, em pu;

D: parcela reativa da carga do tipo impedância constante, em pu;

Esse tipo de modelagem tem como característica a utilização de um determinado valor de tensão, abaixo do qual as cargas passam a ser representadas por meio do modelo de impedância constante. Esse recurso é utilizado para evitar valores elevados de corrente durante situações de curto - circuito, o que não ocorre em um sistema real.

3.3 A Simulação Rápida

Os fenômenos envolvidos nos estudos de médio e longo prazo são de natureza lenta, normalmente na faixa de minutos ou horas, conduzidos por equipamentos de ação discreta e por variação da carga ao longo do tempo. A simulação desses fenômenos utilizando a modelagem apresentada no item 3.2 equação 3.1, resulta em grande esforço computacional, pois o tempo de simulação necessário para correta análise do processo é muito grande.

Dessa forma, em função da natureza lenta desses fenômenos, é possível considerar a dinâmica transitória do sistema estável e instantânea, podendo ser substituída pela correspondente equação de equilíbrio, ou seja:

$$\dot{x} = 0 = f(x, y, z_k) \quad (3.25)$$

Esta constatação deu origem a um método de simulação rápida baseado na condição de quase estática para as dinâmicas de médio e longo prazo [7, 8, 9]. Este método consiste no cálculo sucessivo de pontos de equilíbrio sobre uma trajetória determinada pela carga e pelos dispositivos de atuação lenta. O conjunto de equa-

ções utilizado pode ser resumido da seguinte forma:

$$0 = f(x, y, z_k) \quad (3.26)$$

$$0 = g(x, y, z_k) \quad (3.27)$$

$$z_{(k+1)} = h(x, y, z_k) \quad (3.28)$$

onde:

f: função vetorial que define as equações diferenciais dos elementos dinâmicos do sistema (geradores e os respectivos controles, elos de corrente contínua, motores de indução, etc);

g: função vetorial que define as equações algébricas da rede elétrica;

h: função vetorial que define as equações algébricas das variáveis discretas

x: vetor das variáveis de estado;

y: vetor das tensões complexas nodais;

z: vetor das variáveis discretas.

As equações 3.26 podem ser resolvidas através o método de Newton-Raphson, onde é fornecido um novo ponto de equilíbrio para o sistema. Esse novo ponto de equilíbrio é utilizado para verificar se alguma variável discreta de controle necessita ser modificada. Isso pode ocorrer, por exemplo, quando o erro de tensão de alguma barra controlada por um transformador com comutação automática em carga (LTC) viola os limites permitidos, fazendo com que o tape do mesmo possa ser movimentado no sentido de corrigir o desvio de tensão.

Ao considerar as dinâmicas rápidas como instantâneas e estáveis, o uso da integração numérica é desnecessário. Esse fato, aliado as simplificações que podem ser obtidas nas equações diferenciais que representam os modelos dinâmicos, proporciona a essa metodologia muita eficiência em termos computacionais. Contudo, as aproximações inseridas no modelo dinâmico não permitem a detecção dos fenômenos dinâmicos transitórios, o que torna o método susceptível a deduções equivocadas quanto à garantia de estabilidade do sistema. Para solucionar essa dificuldade, foi introduzida uma modificação no método de simulação rápida que consiste em manter as equações diferenciais dos modelos em seu formato original, sem nenhuma

simplificação ou eliminação de constantes de tempo. Isto faz com que o conjunto de equações que descreve o sistema contenha a representação da dinâmica completa dos dispositivos [10].

A modelagem matemática apresentada no item 3.2, para representar a máquina síncrona e os respectivos controles, regulador de tensão e regulador de velocidade, além da modelagem utilizada para representar o sistema de transmissão e as carga, é perfeitamente aplicável ao método de simulação rápida considerando desprezível o efeito transitório das equações diferenciais.

A seguir serão apresentados os dispositivos que influenciam os fenômenos envolvidos nos processos dinâmicos de médio e longo prazo e descritos por meio da equação 3.26. Dentre os mais importantes, destacam-se os transformadores com comutação automática em carga, os limitados de sobre-excitação, o controle coordenado de geração CAG [18] e o controle coordenado de tensão CCT [19].

3.3.1 O Transformador com Comutação Automática em Carga

Os transformadores dotados de dispositivo de comutação em carga são importantes componentes no controle de tensão de um sistema SEP tendo atuação no sentido de manter a tensão constante no lado secundário do transformador. Em geral a primeira comutação desses transformadores ocorre com atraso da ordem de 20 a 50 segundos, sendo que cada comutação adicional atua com atrasos da ordem de 1 a 5 segundos, dependendo do valor de erro da tensão em relação a uma referência. A correta representação do LTC e seus respectivos controles são de grande relevância na avaliação do desempenho de um SEP, quando o objetivo é observar os fenômenos de média e longa duração [3].

A Figura 3.8 apresenta o diagrama de blocos de um sistema de controle típico utilizados em transformadores com comutação automática em carga [1].

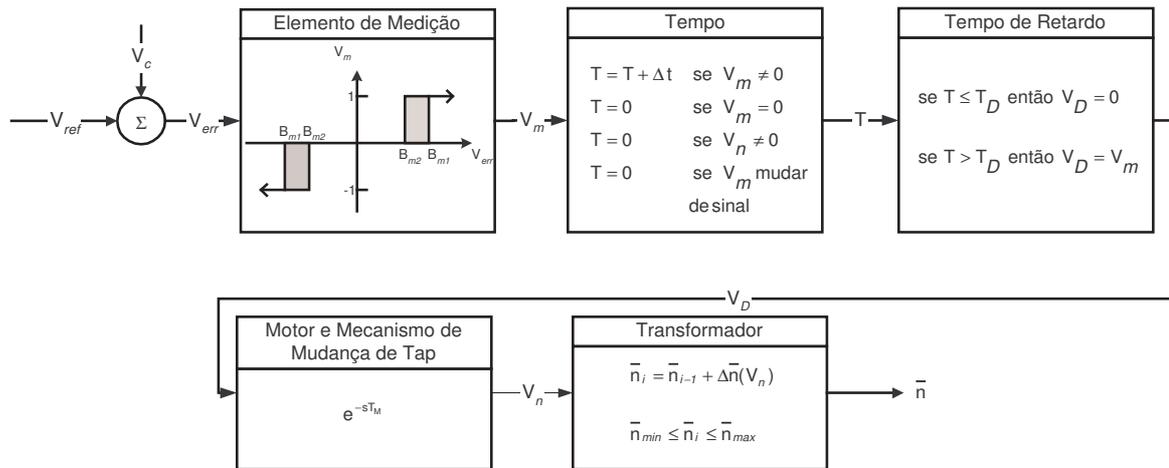


Figura 3.8: Transformador com Comutação Automática em Carga

A tensão controlada (V_c) é comparada com um valor de referência (V_{ref}) gerando o sinal de erro (V_{err}). Se o sinal de erro superar em módulo um dado valor, normalmente ajustado com o auxílio de uma banda morta de forma obter um mecanismo mais estável, é gerado um sinal V_m , positivo ou negativo de acordo com o valor de erro.

Na unidade de tempo é gerado um tempo T em função dos valores de V_m e V_n , sendo V_n , o sinal de saída do mecanismo comutador de tapes, podendo ser igual 0, 1 ou -1. Para valores de V_m diferentes de zero o tempo T é incrementado em ΔT , já para valores de V_m iguais ou quando ocorre uma mudança no sinal de V_m , o valor de T é igual a zero. Para valores de V_n diferentes de zero, o que significa que está ocorrendo uma mudança de tape, o valor de T também é zero.

O elemento temporizador é utilizado para comparar o tempo T proveniente da unidade de tempo com o tempo T_D (valor ajustável) definindo assim, o valor da tensão V_D e conseqüentemente a mudança do tape. Esse elemento evita instabilidade no mecanismo de mudança de tape ocasionadas por oscilações transitórias na tensão da barra controlada.

Normalmente o valor V_D é igual a zero. Se o valor do tempo T exceder o valor de T_D , o sinal V_D é feito igual a V_m (-1 ou 1), indicando a necessidade de movimentar o mecanismo de mudança de tape. O mecanismo de mudança de tape possui um tempo T_m relativo aos atrasos em função da inércia dos motores envolvidos no

processo. Após o tempo T_m , a mudança do tape é refletida no modelo de transformador através de uma mudança em pu na relação de transformação n , respeitando os limites máximo e mínimo dessa relação.

3.3.2 O Limitador de Sobre Excitação

O limitador de sobre excitação (OEL) tem como função proteger os enrolamentos do rotor de um possível sobre aquecimento provocado por elevadas correntes de campo. Essas correntes podem ser provocadas em função da necessidade de um aumento de potência reativa fornecida através do gerador, para evitar uma redução do perfil de tensão do sistema provocada por um aumento de demanda ou por uma contingência.

O equipamento detecta uma condição de elevada corrente nos circuitos de campo do gerador e após uma determinada temporização, reduz a corrente de campo para valores de ordem de 100% a 110% da corrente de campo nominal. A temporização do OEL pode ter uma característica de tempo fixo ou de tempo inverso dependendo do fabricante. Os limitadores de tempo fixo operam quando a corrente de campo excede um valor máximo admissível em um determinado tempo reduzindo desconsiderando o nível de sobre excitação. Já os limitadores com característica de tempo inverso, consideram a capacidade térmica dos circuitos de campo do gerador

A Figura 4.14 e a Figura 3.10 apresentam o modelo e a característica típica de um limitador de sobre excitação com tempo inverso respectivamente.

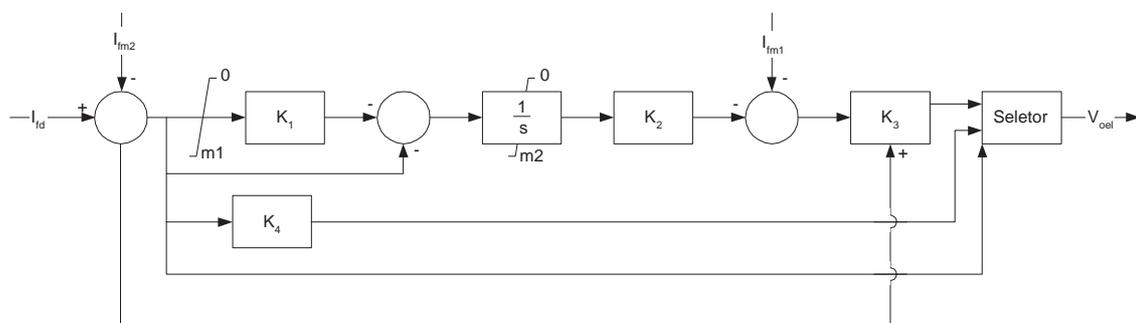


Figura 3.9: Modelo do Limitador de Sobre Excitação

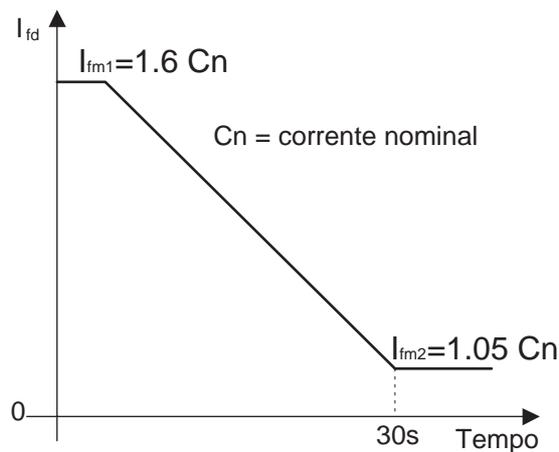


Figura 3.10: Característica do Limitador de Sobre Excitação

Pode ser observado que para valores de I_{fd} maiores que I_{fm2} e transcorrida a temporização correspondente, o valor de I_{fd} será reduzido até I_{fm2} num tempo T . Para valores de I_{fd} maiores que I_{fm1} , a corrente é reduzida instantaneamente para I_{fm2} . De acordo com [1], o valor de I_{fm1} é igual a 1.6 da corrente de plena carga, o valor de I_{fm2} é igual a 1.05 da corrente de plena carga e a temporização T é igual a 30 segundos.

3.4 Considerações Finais

Esse capítulo apresentou os aspectos teóricos da simulação em sistemas elétricos de potência. Foi feita uma revisão dos conceitos que envolvem a simulação completa e a simulação rápida. Além disso, foi apresentado modelo matemático dos principais equipamentos que utilizados tanto na simulação completa como simulação rápida de um SEP.

Capítulo 4

Resultados num Sistema de Pequeno Porte

4.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo será utilizado um sistema de pequeno porte para validação do programa *FastSim⁺⁺*, com os principais programas utilizados no planejamento e na operação do Sistema Interligado Nacional, ou seja, o programa de Análise de Redes - Anarede [14] e o programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos - Anatem [15], ambos do Cepel.

Serão analisadas condições de regime permanente e simulações dinâmicas de curto e médio prazo. As análises de regime permanente buscam verificar se o *FastSim⁺⁺* reproduz corretamente um ponto de operação definido no programa Anarede. Já as simulações dinâmicas de curta e longa duração, visam verificar se o programa fornece os mesmos resultados que o Anatem para situações de perda de uma linha de transmissão do sistema de pequeno porte.

4.2 O Sistema de Pequeno Porte

O sistema apresentado na Figura 4.1 representa um equivalente de 34 barras do Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro [25].

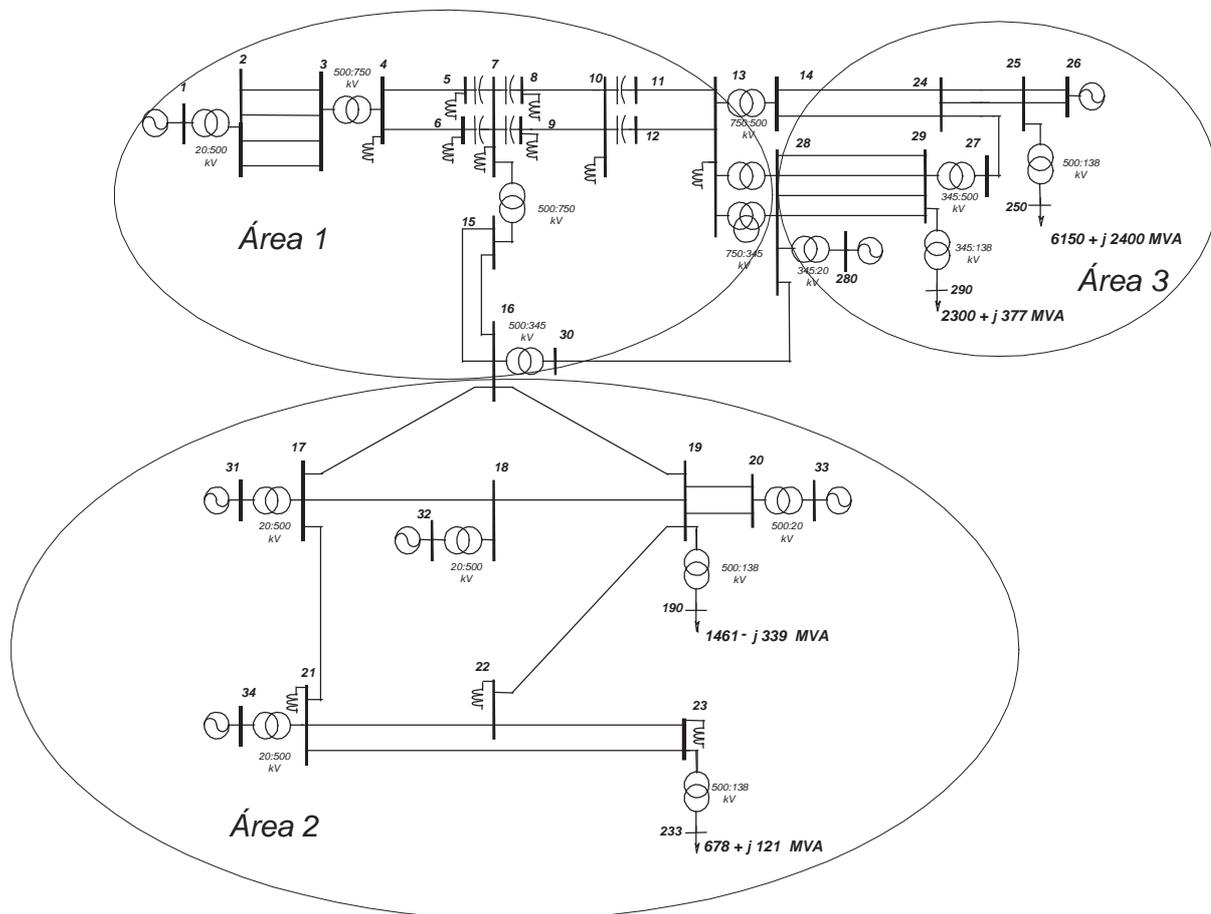


Figura 4.1: Sistema de 34 Barras Equivalente S/SE

O sistema acima possui 7 complexos de geração, compostos por grupos de máquinas síncronas de pólos salientes, sendo que um deles, está funcionando como compensador síncrono. Os geradores estão conectados nas barras 1, 26, 31, 32, 33 e 34, o compensador síncrono está conectado na barra 280 como mostrado na Tabela 4.1.

Para representação da carga foi utilizado o modelo ZIP com 100% de impedância constante tanto para a parcela ativa como para parcela reativa. As barras onde as principais cargas estão conectadas são apresentadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.1: Geradores do Sistema de Pequeno Porte

Barra	Potência (MVA)
1	5×737
31	4×369
32	4×333
33	4×419
34	1×305
26	6×737
280	1×100

Tabela 4.2: Distribuição das Cargas do Sistema de Pequeno Porte

Barra	Carga	
	Ativa (MW)	Reativa (Mvar)
250	6150	2400
290	2300	-377
190	1461	-339
230	678	-121
Total	10589	2241

O sistema de transmissão é composto por um tronco principal em 765 kV a partir de barra 4 e interligado a dois troncos de 500 kV a partir das transformações 13 para 14 e 7 para 15. Existe ainda um tronco de 345 kV, interligado ao tronco de 765 kV através da transformação 13 para 28 e conectado aos troncos de 500 kV através das transformações 29 para 27 e 30 para 16. As cargas são conectadas ao sistema de transmissão por meio de transformadores com comutação automática em carga e o sistema é caracterizado por duas áreas exportadoras de energia, áreas 1 e 2, e por uma área importadora de energia, área 3.

4.3 Sistemas de Controle Utilizados

Com o objetivo de simplificar as análises, todos os geradores utilizam o mesmo modelo de regulador de tensão, de regulador de velocidade, e o sistema não possui estabilizadores de potência [25]. Os modelos de regulador de tensão e de regulador

de velocidade usados nas análises, estão mostrados nas Figuras 4.2 e 4.3.

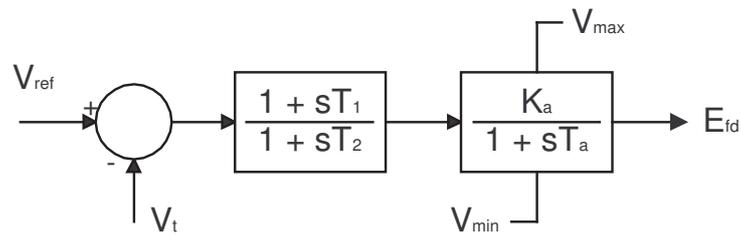


Figura 4.2: Regulador de Tensão do Sistema 34 barras

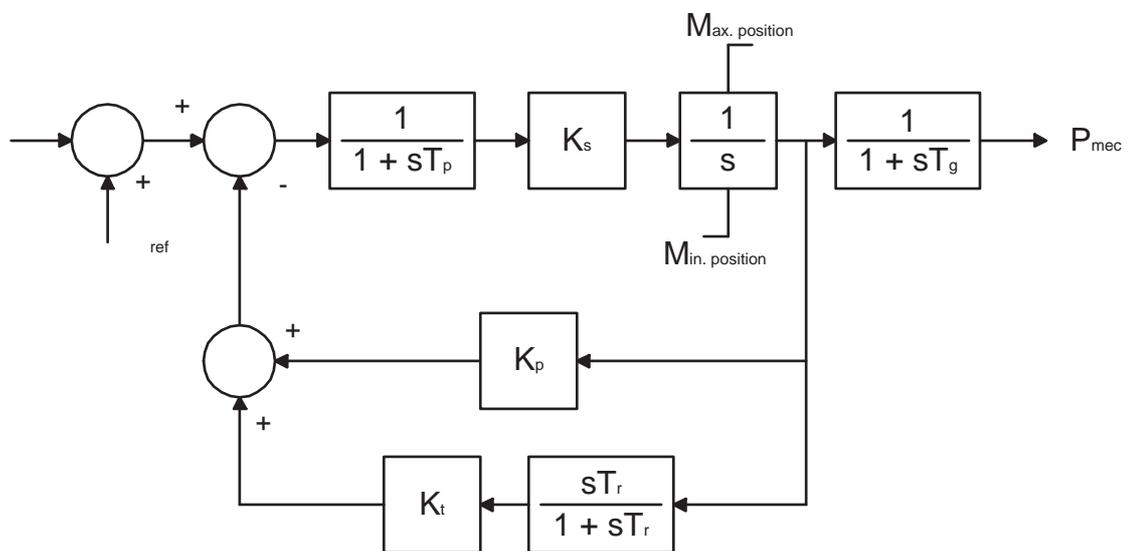


Figura 4.3: Regulador de Velocidade do Sistema 34 barras

Os parâmetros utilizados nos modelos acima estão apresentados nas Tabelas 4.3 e 4.4. Como já comentado, o sistema possui transformadores com comutação automática em carga e ainda um limitador de sobre excitação conectado ao regulador de tensão do compensador síncrono da barra 280. Esses modelos serão apresentados no decorrer dos próximos itens.

Tabela 4.3: Dados do Regulador de Tensão - Sistema 34 barras

Parâmetros	Valores
T_1	1.00
T_2	12.00
T_a	0.04
K_a	200.00
V_{max}	4.00
V_{min}	-4.00

Tabela 4.4: Dados do Regulador de Velocidade - Sistema 34 barras

Parâmetros	Valores
T_p	0.05
K_s	5.00
T_g	20.00
K_p	0.04
K_t	0.04
T_r	5.00
Max_{pos}	1.00
Min_{pos}	0.00

4.4 Simulações

Para validar o programa *FastSim⁺⁺* com os programas Anarede e Anatem, considerando o sistema de 34 barras equivalente ao sistema Sul - Sudeste Brasileiro, foram desenvolvidas análises de regime permanente e simulações de curta e média duração.

As simulações de regime permanente buscam verificar se aplicativo de fluxo de potência do programa *FastSim⁺⁺* fornece os mesmos resultados do programa Anarede. Assim, será avaliado se o ponto de operação definido no programa Anarede possui algum desvio após a importação e convergência para o programa *FastSim⁺⁺*.

As simulações dinâmicas de curto prazo, definida com Simulação Completa (SC), têm como objetivo validar o aplicativo de simulação completa ou *FastSim⁺⁺SC* com o programa Anatem. Com esse fim, serão analisadas as condições de estabilidade

transitória do sistema de pequeno porte, considerando a perda de um circuito de 345 kV.

Já as simulações dinâmicas de médio prazo, definida com Simulação Rápida (SR), buscam verificar a eficiência do aplicativo de simulação rápida ou *FastSim⁺⁺SR* quando comparado com o programa Anatem. Dessa forma serão verificadas as condições de estabilidade de tensão do sistema de pequeno porte para perda de um circuito de 345 kV, considerando a modelagem de um limitador de sobre excitação e de um transformador com comutação automática em carga.

Pretende-se ainda analisar a margem de carregamento do sistema utilizando a rotina de fluxo de potência continuado do programa Anarede e o aplicativo de simulação rápida do programa *FastSim⁺⁺*. Os resultados serão apresentados em seis etapas distintas, como definido abaixo:

- i. Análise de Regime Permanente;
- ii. Simulação Completa, método alternado, utilizando somente os modelos dinâmicos dos geradores;
- iii. Simulação Completa, método alternado, incluindo os modelos de Regulador de Tensão (RAT) e de Regulador de Velocidade (RAV);
- iv. Simulação Rápida incluindo o modelo dinâmico do limitador de sobre excitação;
- v. Simulação Rápida incluindo o modelo dinâmico do transformador com comutação automática em carga;
- vi. Fluxo de potência continuado e Simulação Rápida para cálculo de margem de carregamento do sistema;

4.4.1 Análise de Regime Permanente

O sistema de 34 barras equivalente ao sistema Sul - Sudeste Brasileiro foi submetido ao programa Anarede e ao programa *FastSim⁺⁺* para cálculo do fluxo de potência. Os resultados podem ser verificados na Tabela 4.5, onde de acordo com o

tipo de barra, $V\theta$ -barra de referência, PV-barra com tensão regulada e PQ-barra de carga.

Tabela 4.5: Comparação Anarede x $FastSim^{++}$ em Regime Permanente

Barra	Tipo	Anarede				FastSim			
		Tensão pu	Ângulo graus	Inj. Potência MW Mvar		Tensão pu	Ângulo graus	Inj. Potência MW Mvar	
260	$V\theta$	1.00	0.0	-4407.6	262.2	1.00	0.0	-4407.6	262.2
31	PV	0.99	42.0	-1330.0	39.1	0.99	42.0	-1330.0	39.1
280	PV	1.00	-4.1	0.0	-68.1	1.00	-4.1	0.0	-68.1
290	PQ	1.03	-13.4	2427.9	399.6	1.03	-13.4	2427.9	399.6
190	PQ	1.04	24.1	1588.6	-368.6	1.04	24.1	1588.6	-368.6

A análise dessa tabela permite concluir que o aplicativo de fluxo de potência do programa $FastSim^{++}$ fornece os mesmos resultados que o programa Anarede. Dessa forma, definido um ponto de operação no Anarede, é possível importá-lo para o $FastSim^{++}$ sem prejuízo nos resultados.

Com o ponto de operação definido no Anarede e exportado para o programa $FastSim^{++}$, foi realizado a leitura dos dados dinâmicos do programa Anatem, possibilitando dessa forma, a montagem de um arquivo de simulação contendo tanto os dados da rede, como os dados referentes os modelos dinâmicos. É importante salientar, que a partir de um único arquivo de dados, é possível utilizar todos os aplicativos disponíveis no $FastSim^{++}$.

4.4.2 Simulação Completa Considerando Somente os Modelos Dinâmicos dos Geradores

Nessa etapa do trabalho, busca-se verificar a eficiência do aplicativo de simulação completa do programa $FastSim^{++}$ ($FastSim^{++}SC$) quando comparado com o programa Anatem. Num primeiro momento, serão considerados somente os modelos dinâmicos dos geradores, posteriormente serão incluídos os modelos de reguladores de tensão e velocidade.

Conforme já comentado, a SC tem como objetivo verificar a estabilidade transitória de um sistema, na ocorrência de uma grande perturbação. Dessa forma, foi

simulado um curto circuito na barra 28 do sistema de 34 barras, com duração de 100ms e seguido da abertura do circuito de 345 kV entre as barras 28 e 30. A variação de tensão na barra de carga 290 é mostrada na Figura 4.4.

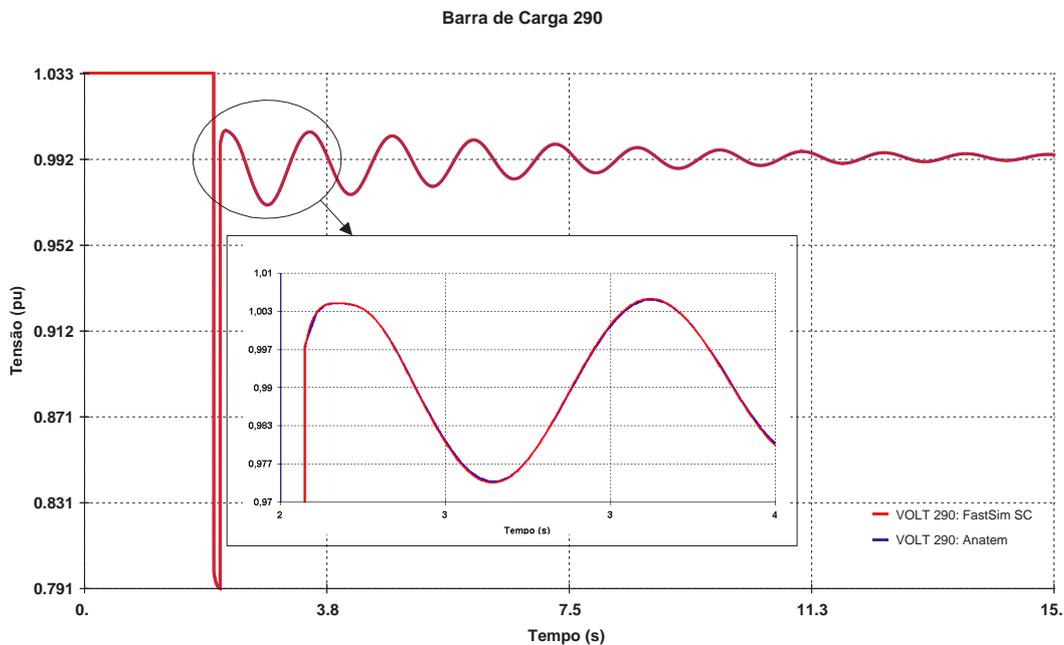


Figura 4.4: Tensão da Barra de Carga 290 (pu)

Pode ser observado que o sistema de 34 barras não apresenta problemas de estabilidade de transitória para perda do circuito 345 kV. Os resultados também mostram que o aplicativo de simulação completa do *FastSim⁺⁺SC* fornece os mesmos resultados que o programa Anatem.

A potência ativa e reativa do gerador conectado na barra 31 é mostrada nas Figuras 4.5 e 4.6 respectivamente. Novamente pode-se verificar que os programas fornecem os mesmos resultados.

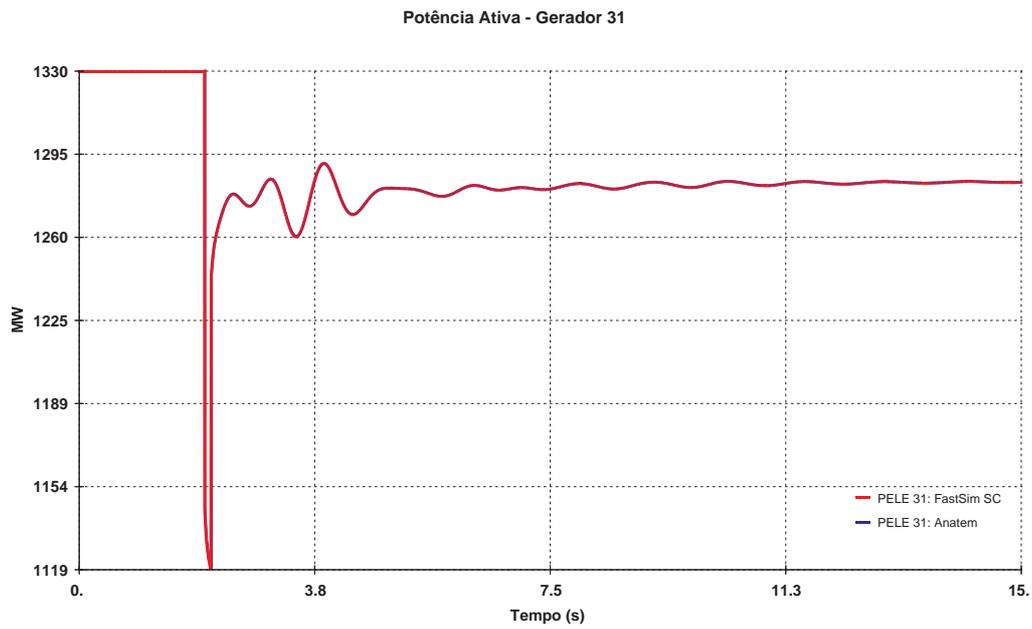


Figura 4.5: Potência Ativa do Gerador 31 (MW)

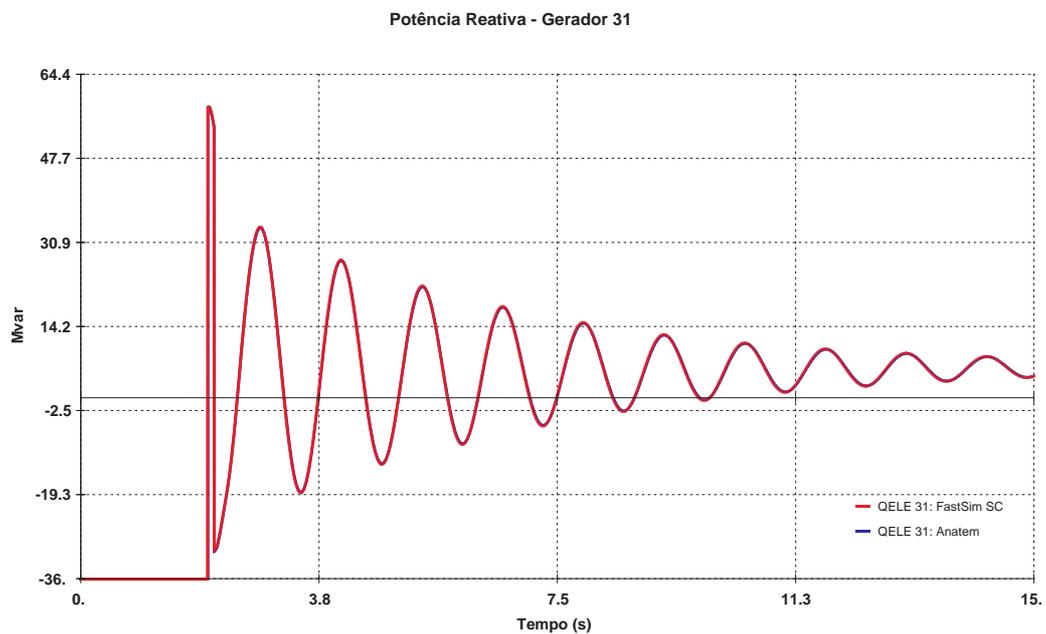


Figura 4.6: Potência Reativa do Gerador 31 (Mvar)

A tensão e a corrente de campo para o gerador síncrono conectado na barra 280 são apresentadas nas Figuras 4.7 e 4.8 respectivamente.

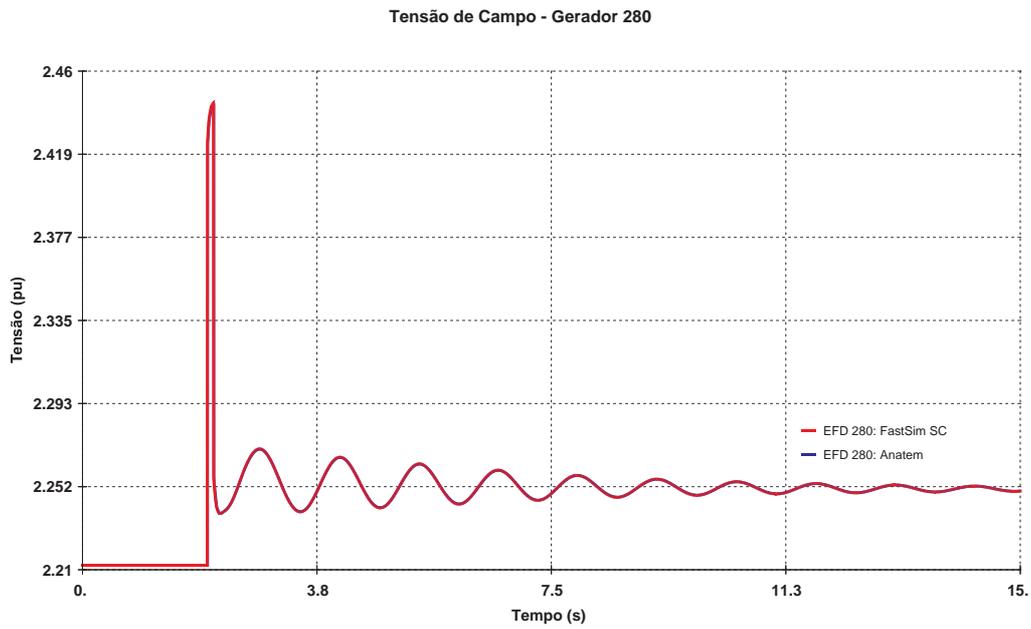


Figura 4.7: Tensão de Campo do Gerador Síncrono (pu)

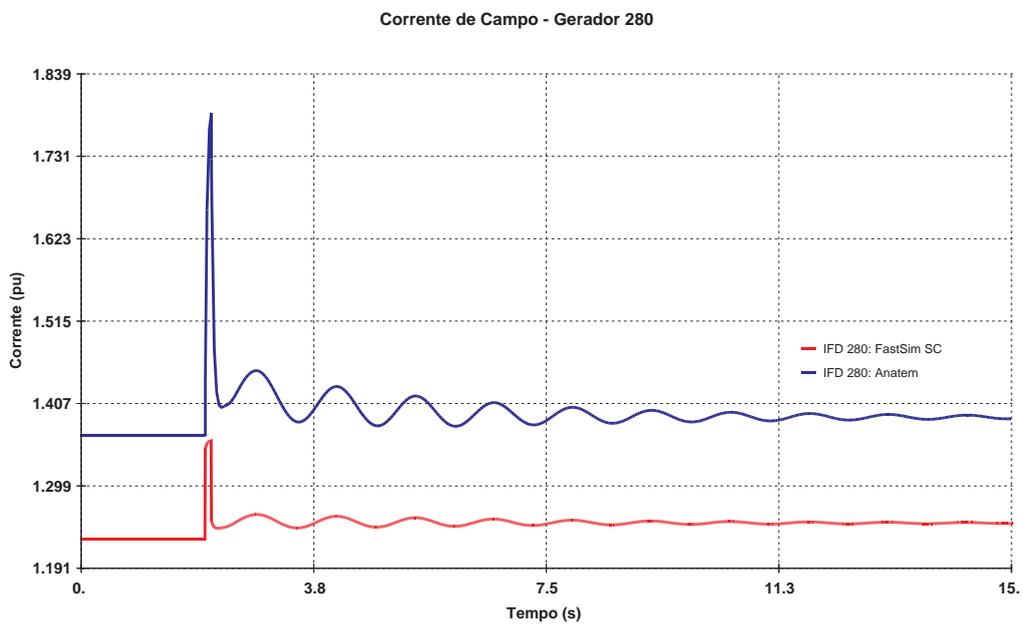


Figura 4.8: Corrente de Campo do Gerador Síncrono (pu)

De acordo com a Figura 4.8 existe uma sensível diferença entre o $FastSim^{++}SC$ e o Anatem no que tange a corrente de campo do gerador síncrono. Essa diferença é explicável, pois o modelo de gerador síncrono utilizado no programa $FastSim^{++}$

tem como base, os modelos desenvolvidos por Arrilaga [22], que não consideram a reatância de dispersão (X_l) da máquina síncrona.

Com o objetivo de compatibilizar integralmente os programas *FastSim⁺⁺* e *Anatem*, foi necessário incluir na biblioteca de modelos do *FastSim⁺⁺*, modelos de máquina síncrona de pólos salientes e de pólos lisos que consideram a reatância de dispersão da máquina. Esses modelos tiveram como base, o modelo de máquina síncrona do *Anatem* [15], ou seja, modelo 2 para máquina síncrona de pólos salientes e modelo 3 para máquina síncrona de pólos lisos.

Após a compatibilização dos modelos de máquina síncrona, o sistema de 34 barras foi novamente submetido ao programa *FastSim⁺⁺SC* e foi simulado novamente um o curto-circuito na barra 28 seguido da abertura do circuito de 345 kV entre as barras 28 e 30. A corrente de campo do gerador síncrono conectado na barra 280 é mostrada na Figura 4.9. Como pode ser notado, não existe diferença entre o *FastSim⁺⁺ SC* e o *Anatem*.

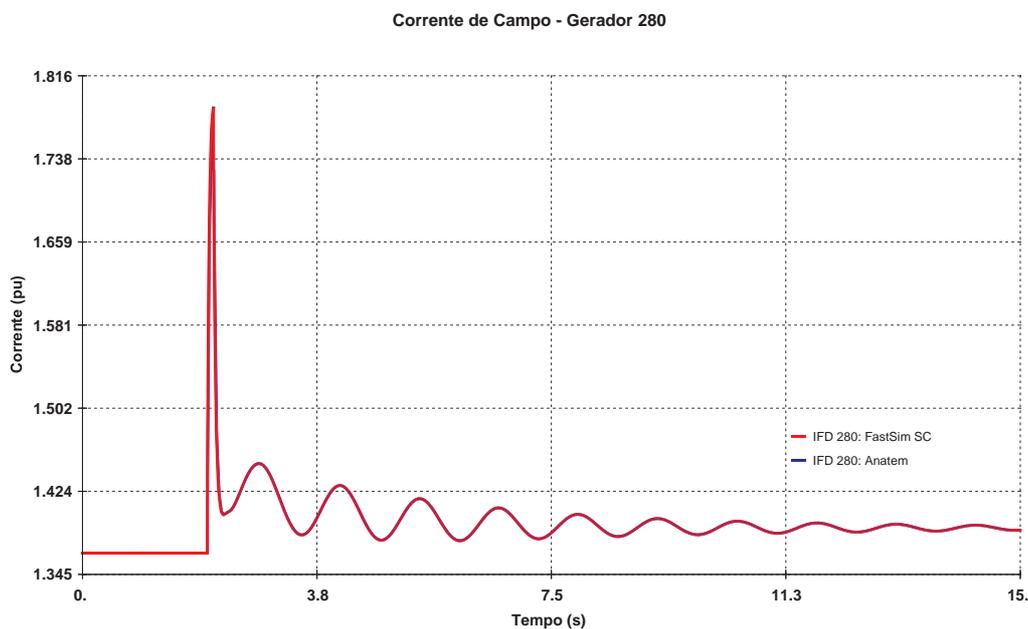


Figura 4.9: Corrente de Campo do Gerador Síncrono (pu)

Considerando somente os modelos dinâmicos das máquinas síncronas, o programa *FastSim⁺⁺SC* fornece os mesmos resultados que o programa *Anatem*, ressaltando a necessidade de utilizar a mesma modelagem para os geradores síncronos. Dessa

forma, todos os resultados que serão apresentados no decorrer do trabalho, foram fundamentados na utilização dos mesmos modelos de geradores síncronos tanto no programa Anatem como o programa *FastSim⁺⁺*.

4.4.3 Simulação Completa Incluindo os Modelos de RAT e RAV

A inclusão de qualquer componente do sistema elétrico de potência no *FastSim⁺⁺* necessita além da lógica de controle que descreve o comportamento dinâmico, as equações de inicialização do modelo para o cálculo das condições iniciais, pois o programa utiliza o Método de Newton Raphson, onde ponto de partida é importante para a correta convergência do método.

Assim, será exemplificado como são obtidas as equações de inicialização para o regulador de tensão mostrado na Figura 4.2 e apresentado novamente na Figura 4.10, com o bloco avanço-atraso na sua forma expandida [22].

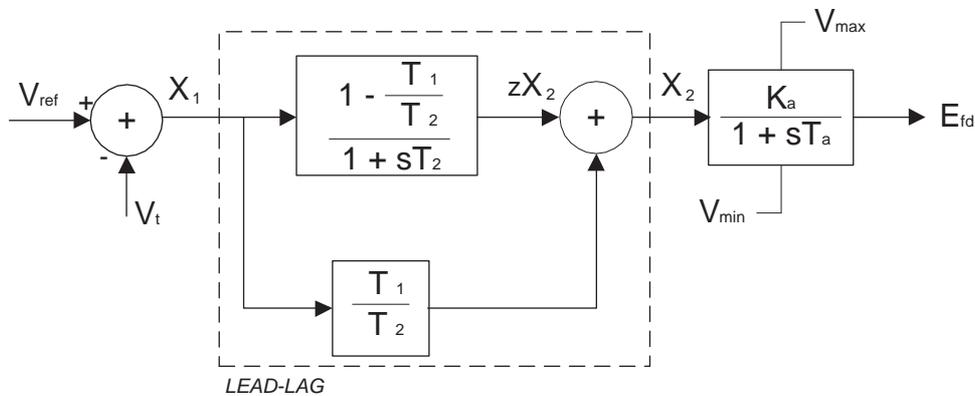


Figura 4.10: Regulador de Tensão Expandido

Considerando o sistema em regime permanente, o regulador de tensão apresentado acima possui 2 variáveis, zX_2 e V_{ref} , que necessitam das respectivas equações de inicialização para a correta convergência do Método de Newton. Essas variáveis são calculadas em função de E_{fd} e V_t , como mostrado abaixo.

Equações de Inicialização:

$$E_{fd} = \frac{K_a}{1 + sT_2} X_2 \Rightarrow X_2 = \frac{K_a}{E_{fd}} \quad (4.1)$$

$$X_2 = \frac{1 + sT_1}{1 + sT_2} X_1 \Rightarrow X_2 = X_1 \quad (4.2)$$

$$zX_2 = \frac{1 - \frac{T_1}{T_2}}{1 + sT_2} X_1 \Rightarrow zX_2 = \left(1 - \frac{T_1}{T_2}\right) X_1 \quad (4.3)$$

$$X_1 = V_{ref} - V_t \Rightarrow V_{ref} = X_1 + V_t \quad (4.4)$$

Como o valor de tensão de campo (E_{fd}) é determinado nas equações que descrevem o modelo dinâmico do gerador, é possível calcular o valor de X_2 e X_1 , através das equações 5.2 e 4.2 respectivamente. Conhecendo X_1 , os valores de zX_2 e V_{ref} são facilmente determinados, por meio das equações 4.3 e 4.4 respectivamente.

Para sistemas de pequeno porte, o *FastSim⁺⁺* consegue inicializar todas as variáveis de estado sem maiores problemas. Já para os sistemas de grande porte, onde os modelos de reguladores de tensão e velocidade são mais complexos, torna-se imprescindível o fornecimento das equações de estado para cada controlador.

Retomando a comparação do aplicativo de simulação completa do programa *FastSim⁺⁺*, com o Anatem, foi simulado um curto - circuito na barra 28 seguido da abertura do circuito de 345 kV entre as barras 28 e 30 agora com os modelos de regulador de tensão e velocidade presentes em todas as máquina do sistema, incluindo o compensador síncrono.

A variação de tensão na barra de carga 290 é mostrada na Figura 4.11, a tensão de campo e a potência reativa do compensador síncrono conectado na barra 280, são apresentadas nas Figuras 4.12 e 4.13.

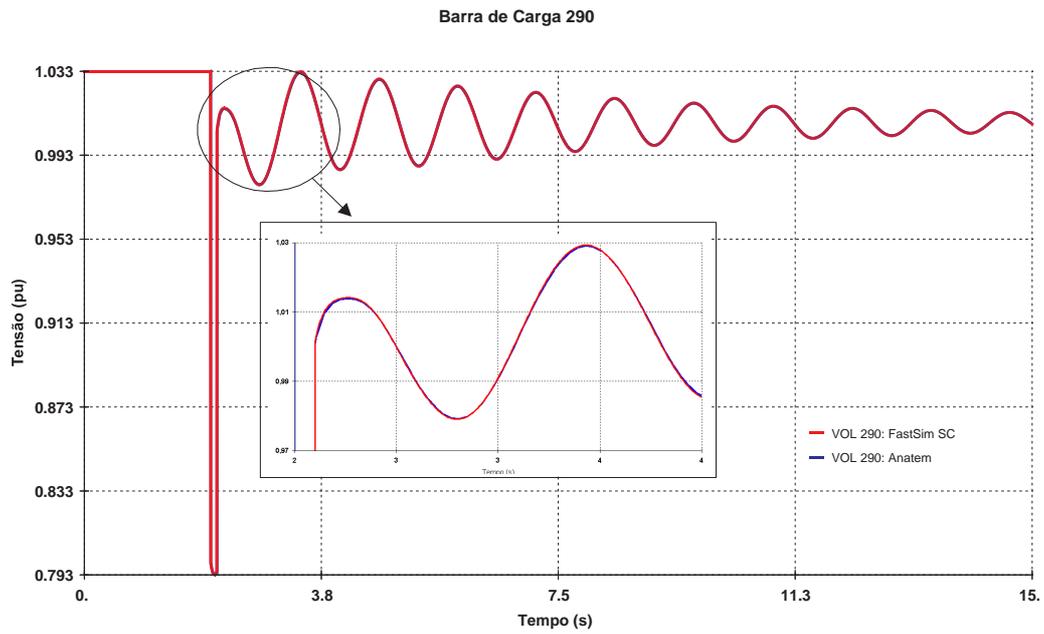


Figura 4.11: Tensão na Barra de Carga 290 (pu)

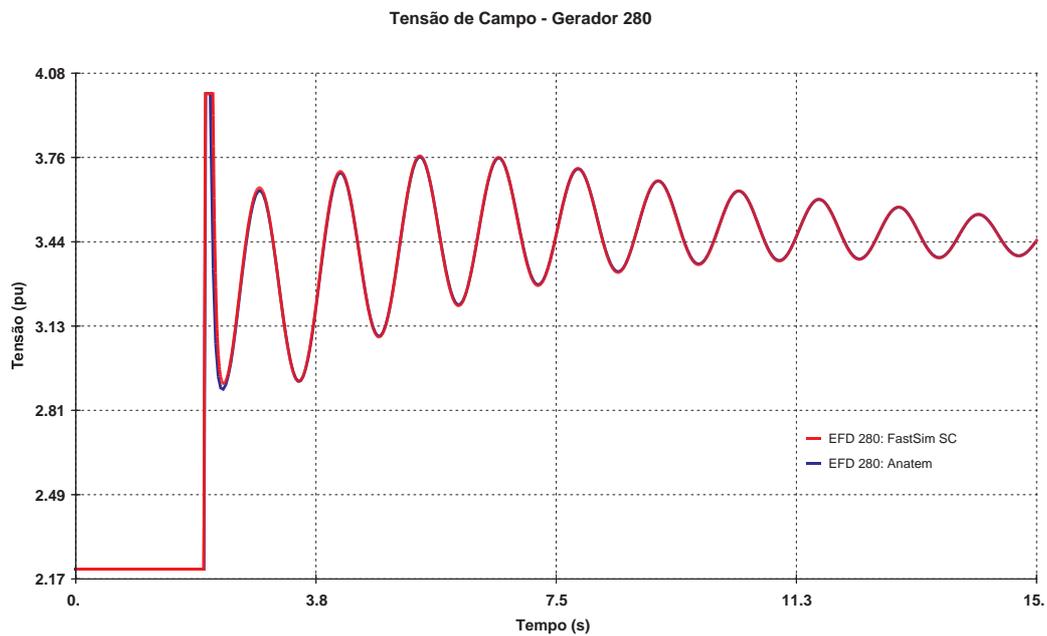


Figura 4.12: Tensão de Campo do Síncrono da Barra 280 (pu)

De acordo como os resultados apresentados, o sistema de 34 barras não apresenta problemas de estabilidade transitória, durante a perda do circuito de 345 kV entre as barras 28 e 30, considerando a presença dos modelos de RAT e RAV.

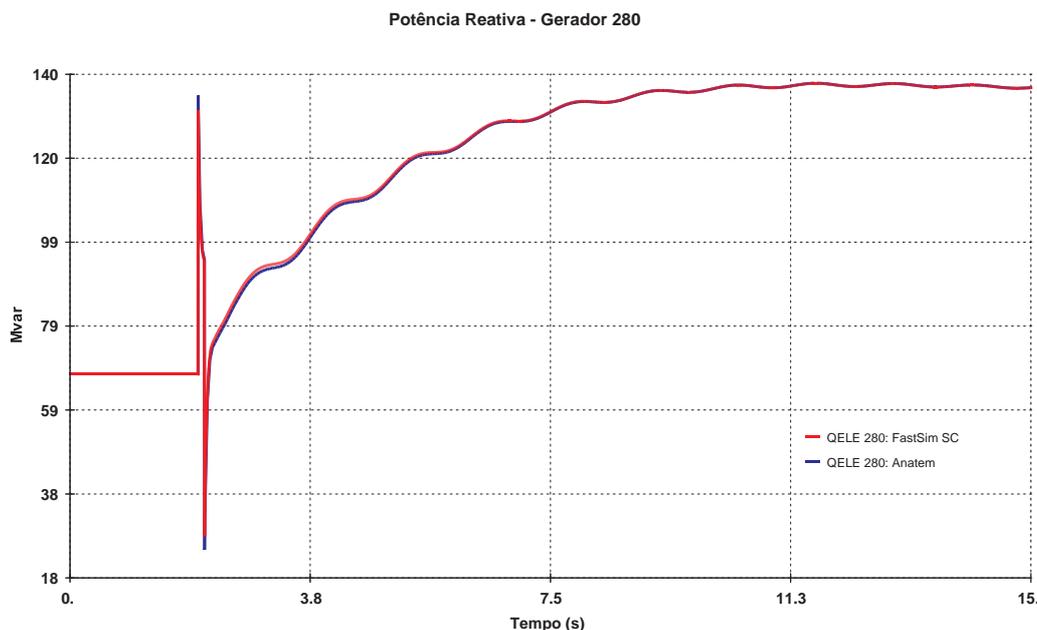


Figura 4.13: Potência Reativa do Síncrono da Barra 280 (Mvar)

Considerando os resultados obtidos até o momento, pode-se concluir que os aplicativos de fluxo de potência e simulação completa programa *FastSim⁺⁺*, estão validados com os programas Anarede e Anatem, considerando o sistema de 34 barras equivalente do Sul - Sudeste brasileiro.

As próximas seções darão ênfase ao aplicativo de simulação rápida do programa *FastSim⁺⁺*, evidenciando os aspectos voltados para análise de estabilidade de tensão do sistema de 34 barras.

4.4.4 Simulação Rápida com Inclusão do Modelo de Limitador de Sobre Excitação

Nessa etapa do trabalho, o aplicativo de simulação rápida do programa *FastSim⁺⁺* (*FastSim⁺⁺SR*) será comparado com o programa Anatem, procurando validá-lo para estudos de estabilidade de tensão de média e longa duração.

Como apresentado no item 3.3, a metodologia de simulação rápida (SR) tem como base, a eliminação dos efeitos transitórios dos modelos dinâmicos do sistema, evidenciando os elementos que possuem dinâmicas lentas e contribuem efetivamente

para a estabilidade de tensão de um sistema elétrico de potência, como por exemplo, os limitadores de sobre excitação (OEL) e os transformadores com comutação automática em carga.

Para ilustrar as qualidades do aplicativo de simulação rápida do *FastSim⁺⁺*, foi incluído no regulador de tensão do compensador síncrono conectado na barra 280, o modelo de limitador de sobre excitação apresentado no item 3.3.2, e mostrado novamente na Figura 4.14.

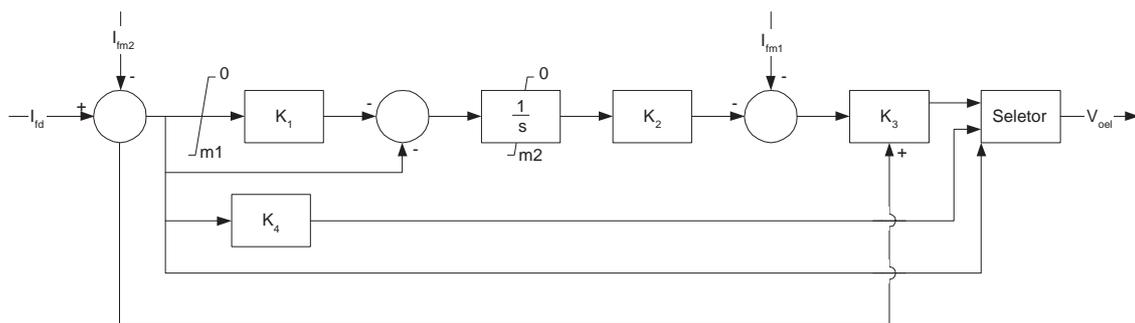


Figura 4.14: Limitador de Sobre Excitação

Os parâmetros de ajuste desse modelo estão apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.6: Dados do Limitador de Sobre Excitação

Parâmetros	Valores
K_1	150.0
K_2	0.248
K_3	12.6
K_4	140
L_{m1}	-0.085
L_{m2}	-3.85
I_{fml1}	$1.60I_{fdnominal}$
I_{fml2}	$1.05I_{fdnominal}$

Foi simulado novamente um curto circuito na barra 28 seguido da abertura de um dos circuitos entre as barras 28 3 30.

A potência reativa do compensador síncrono conectado na barra 280 é mostrada na Figura 4.15, onde pode ser observada a atuação do limitador de sobre excitação.

O limitador inicia sua atuação por volta dos 16 segundos, com duração de aproximadamente 15 segundos, o que resulta em um tempo de 30 segundos para que o sistema alcance o estado de regime permanente. Esse comportamento é válido para o aplicativo de simulação rápida (*FastSim⁺⁺SR*) e para Anatem, curvas vermelha e azul respectivamente.

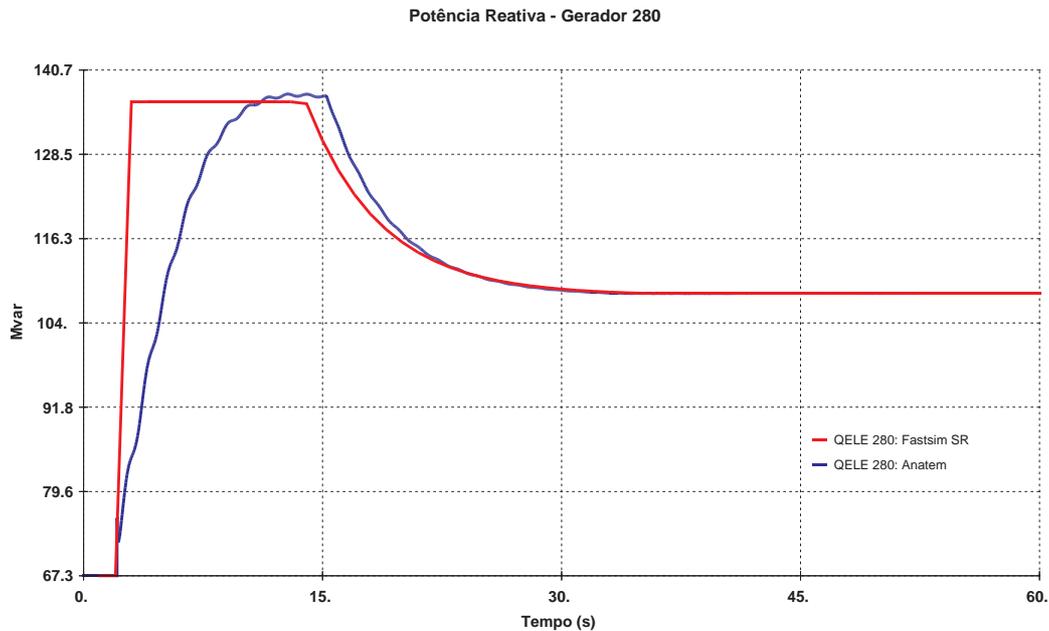


Figura 4.15: Potência Reativa do Síncrono da Barra 280 (Mvar)

A diferença entre a simulação completa e a simulação rápida é evidenciado na Figura 4.16. A simulação completa considera as dinâmicas transitórias dos geradores e respectivos controles, enquanto a simulação rápida, despreza os efeitos transitórios, dando ênfase na representação das dinâmicas lentas, através de variações discretas e/ou contínuas no tempo e na solução das equações de equilíbrio [9].

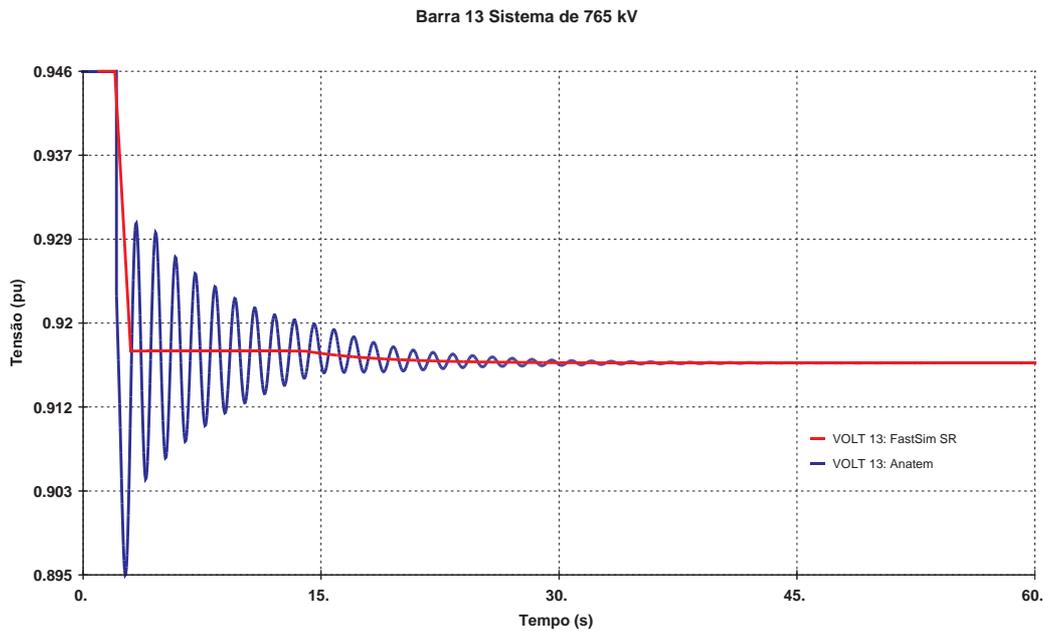


Figura 4.16: Tensão da Barra 13 - Sistema de 765 kV (pu)

4.4.5 Simulação Rápida com a Inclusão do modelo de transformador OLTC

Dando prosseguimento ao processo de validação do $FastSim^{++}SR$, o dispositivo de comutação automática em carga foi incluído nas transformações de atendimento do sistema de 34 barras, ou seja, transformação 29 para 290, 19 para 190, 23 para 233 e 25 para 250.

O modelo de transformador com comutação automática em carga foi apresentado no item 3.3.1. Os parâmetros utilizados estão mostrados na Tabela 4.7 e são valores típicos, de acordo com [3]. Ressalta-se, que o modelo do limitador de sobre excitação do compensador síncrono, incluindo no item anterior, também está presente no sistema.

Tabela 4.7: Dados do Transformador com Comutação Automática

Parâmetros	Valores
B_m1 : banda morta para habilitação do controle	0.0142
B_m2 : banda morta para desabilitação do controle	0.0050
T_d : tempo para atuação do controle em segundos	30.0
T_m : tempo do mecanismo de mudança de tape em segundos	5.0

Como no item anterior, foi simulada a abertura do circuito de 345 kV entre as barras 28 e 30. A variação de tensão da barra 290 é mostrada a Figura 4.17, onde é possível observar a atuação do OLTC da transformação 29 para 290 até alcançar o regime permanente, em aproximadamente 180 segundos ou 3 minutos. O detalhe de funcionamento do OLTC é mostrado na Figura 4.18.

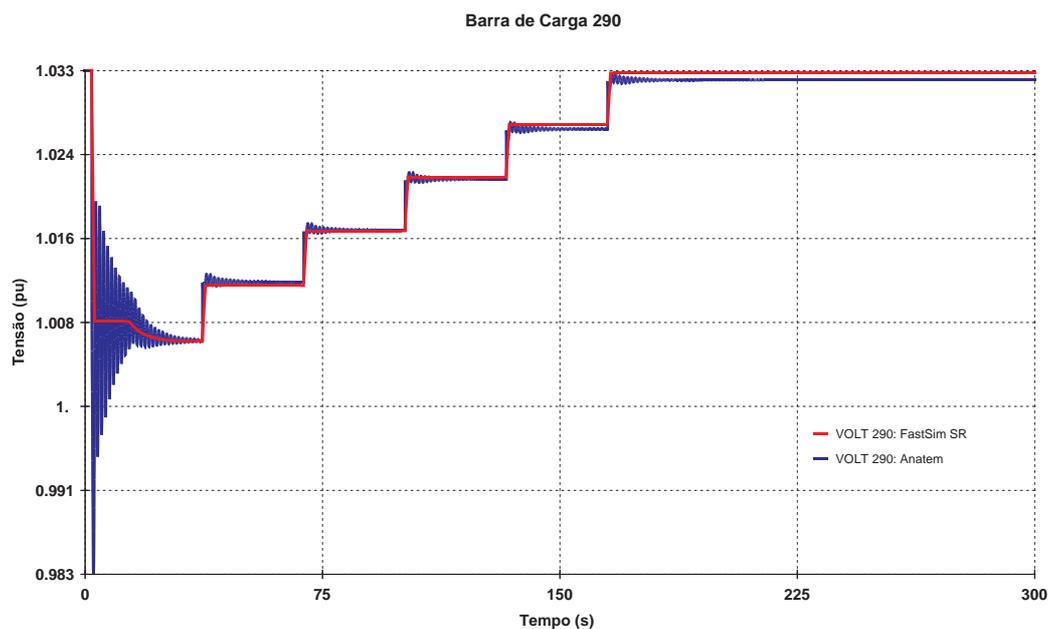


Figura 4.17: Tensão da Barra de Carga 290

A atuação do OLTC recuperou a tensão na barra 290, por outro lado, a tensão do tronco de 765 kV foi degradada, prejudicando as condições de estabilidade de tensão do sistema de 34 barras, como mostrado nas Figura 4.19 e 4.20.

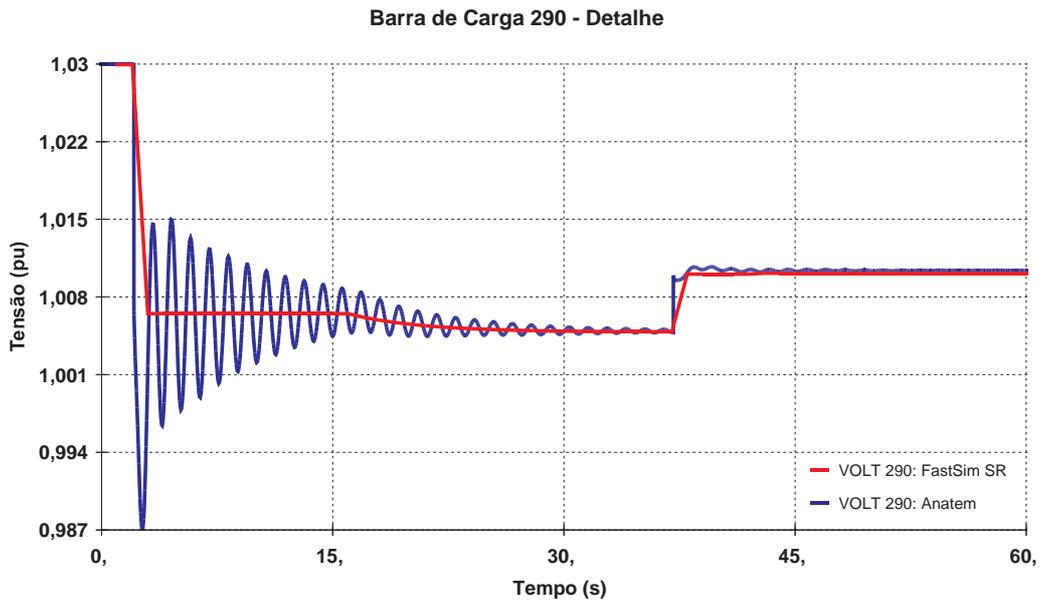


Figura 4.18: Tensão da Barra de Carga 290 - Detalhe

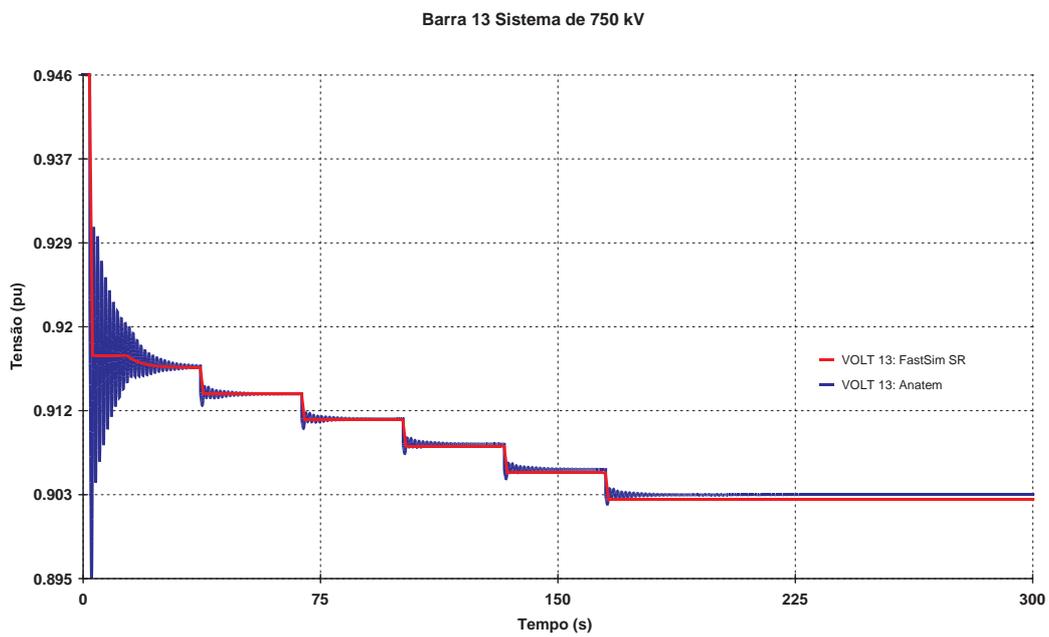


Figura 4.19: Tensão da Barra 13 - Tronco de 765 kV

Pode ser observado que a tensão no sistema de transmissão é bastante influenciada pelas dinâmicas lentas, principalmente as ligadas ao transformador com comutação automática em carga e ao limitador de sobre excitação, equipamentos influenciam diretamente o problema de estabilidade de tensão.

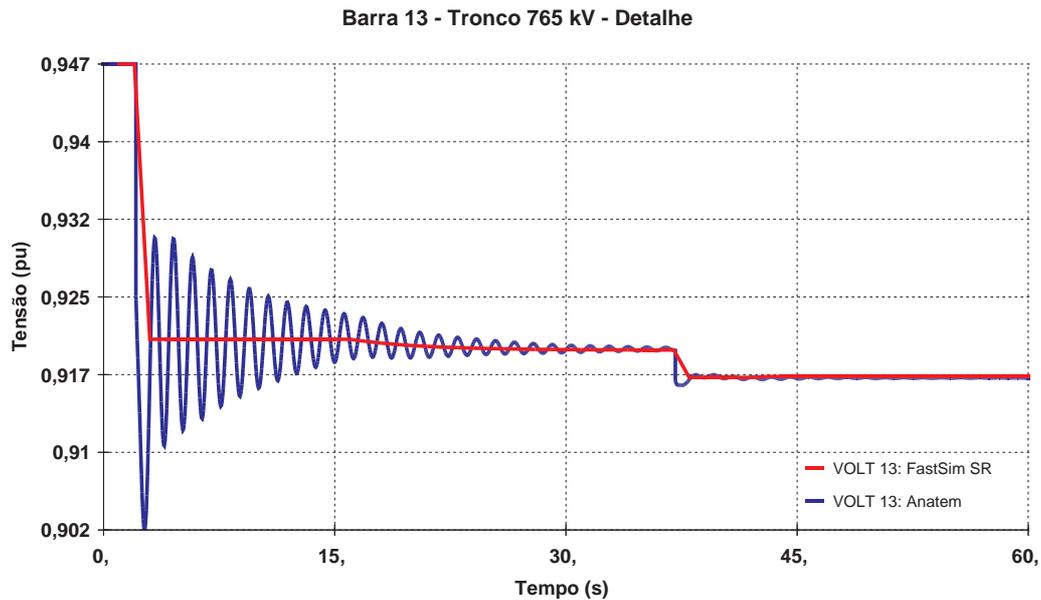


Figura 4.20: Tensão da Barra 13 - Tronco de 765 kV - Detalhe

De acordo com os resultados, pode-se concluir que o aplicativo de simulação rápida do *FastSim⁺⁺* está validado com o Anatem, quando são desprezadas as dinâmicas rápidas do sistema. É importante salientar que a simulação rápida deverá ser aplicada somente com a garantia das condições de estabilidade transitória do sistema, pois o método tem como base o cálculo dos pontos de equilíbrio do sistema.

4.4.6 Margem de Carregamento do Sistema

O cálculo de margem de carregamento procura determinar a máxima potência que um sistema pode suprir sem apresentar problemas de estabilidade de tensão. O procedimento consiste no aumento gradual de carga até a obtenção do ponto de colapso do sistema.

Para o cálculo da margem de carregamento do sistema de 34 barras será utilizado o aplicativo de simulação rápida do programa *FastSim⁺⁺*. Os resultados serão comparados com a rotina de fluxo de potência continuado do programa Anarede (FPC) [14].

i. **Margem de Carregamento - *FastSim⁺⁺SR***

O cálculo da margem de carregamento do sistema de 34 barras utilizando o programa *FastSim⁺⁺SR*, foi feito ajustando uma rampa de carga com início em 2 segundos, com incremento de 0.5% por segundo, até alcançar 6.5% em 15 segundos. Os resultados são mostrados nas Figuras 4.21 e 4.22, que apresentam a tensão na barra 13 do sistema de 765 kV e a tensão na barra de carga 290, respectivamente.

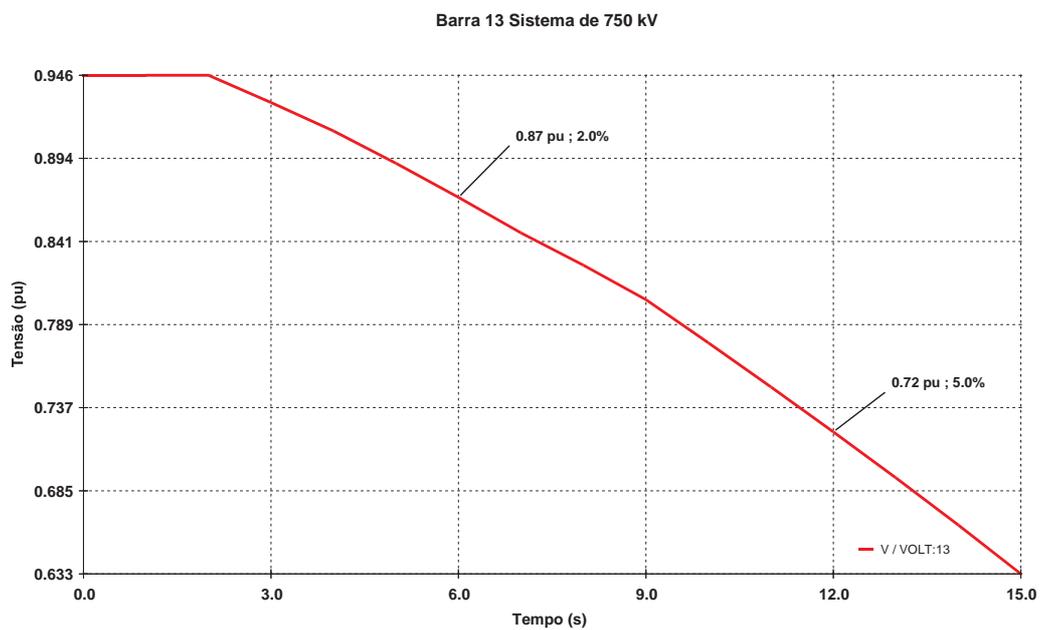


Figura 4.21: Tensão da Barra 13 Tronco de 765 kV - (pu)

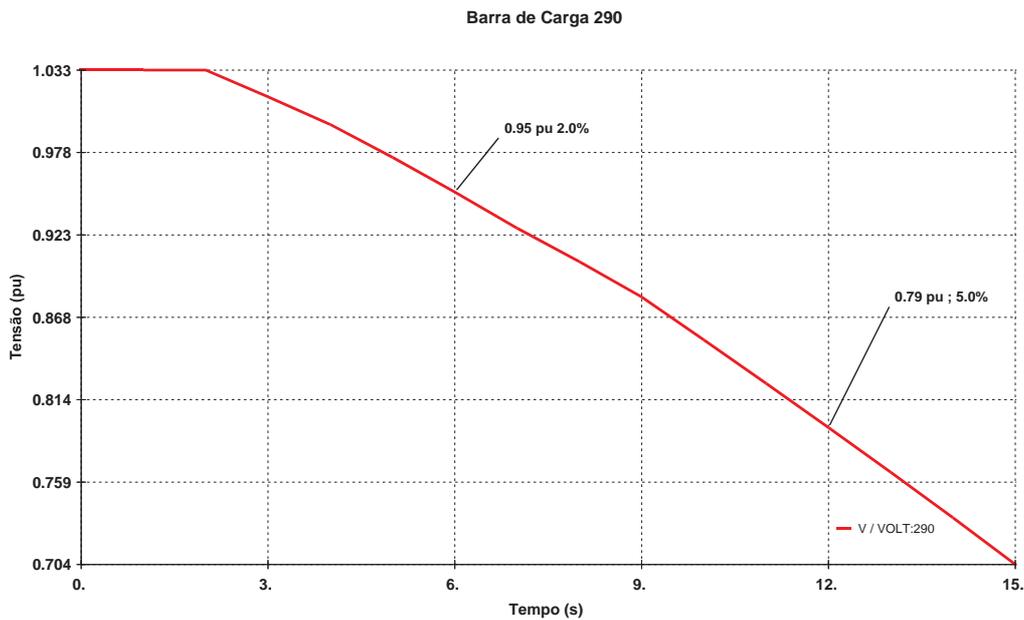


Figura 4.22: Tensão da Barra de Carga 290 - (pu)

De acordo o programa *FastSim⁺⁺SR*, o sistema de 34 barras suporta um crescimento de carga de aproximadamente 2%, pois a partir desse ponto, a tensão do tronco de 765 kV encontra-se bastante degradada, como apresentado na Figura 4.21. A potência reativa do síncrono conectado na barra 280 é ilustrada na Figura 4.23, onde é possível observar a atuação do limitador de sobre excitação, a partir dos 6 segundos de simulação, reduzindo a corrente de campo e conseqüentemente, a potência reativa fornecida para o sistema.

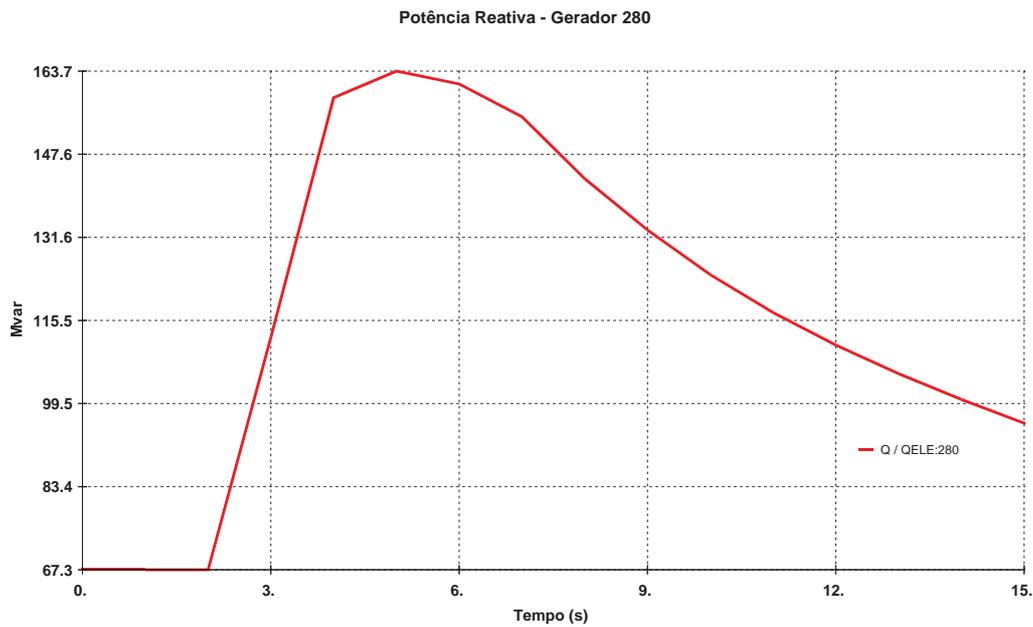


Figura 4.23: Potência Reativa do Síncrono da Barra 280 - (Mvar)

ii. Margem de Carregamento - Anarede FPC

Para calcular a margem de carregamento do sistema de 34 barras com a rotina de fluxo de potência continuado do programa Anarede, foram utilizados incrementos de carga de 0.5% até a obtenção caso de fluxo de potência não convergente ou divergente. Os resultados são mostrados na Figura 4.24, que apresenta a tensão na barra 13 do sistema de 765 kV e na Figura 4.25, que apresenta a tensão na barra de carga 290, ambas em função do carregamento do sistema.

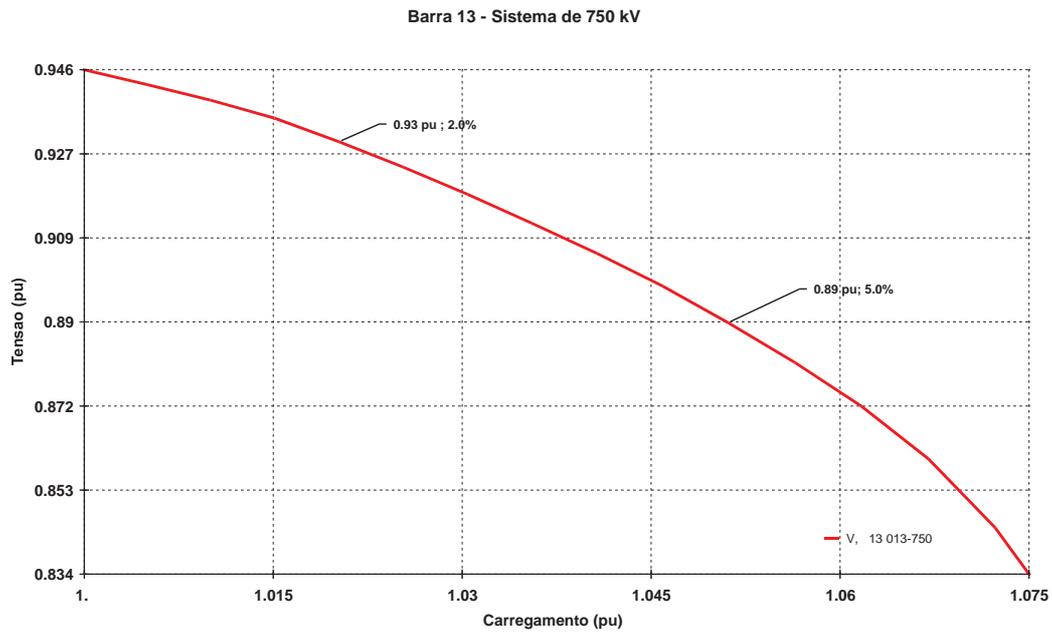


Figura 4.24: Tensão da Barra 13 Tronco de 765 kV - (pu)

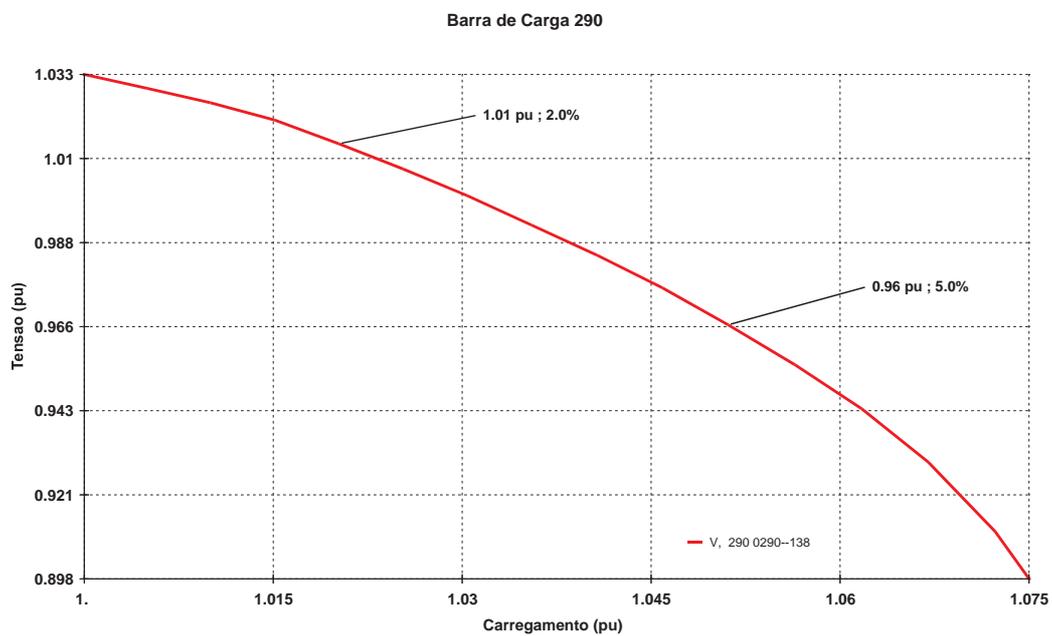


Figura 4.25: Tensão da Barra de Carga 290 - (pu)

De acordo com a rotina de fluxo de potência continuado do programa Anarede, o sistema de 34 barras suporta um crescimento de carga de aproximadamente 5%. A partir desse valor são observadas tensões abaixo de 90% no tronco de 765

kV, com mostrado na Figura 4.24. A potência reativa do gerador síncrono da barra 280 é apresentada n Figura 4.26 onde pode ser observado o esgotamento de sua capacidade a partir de 1.015 pu de crescimento de carga.

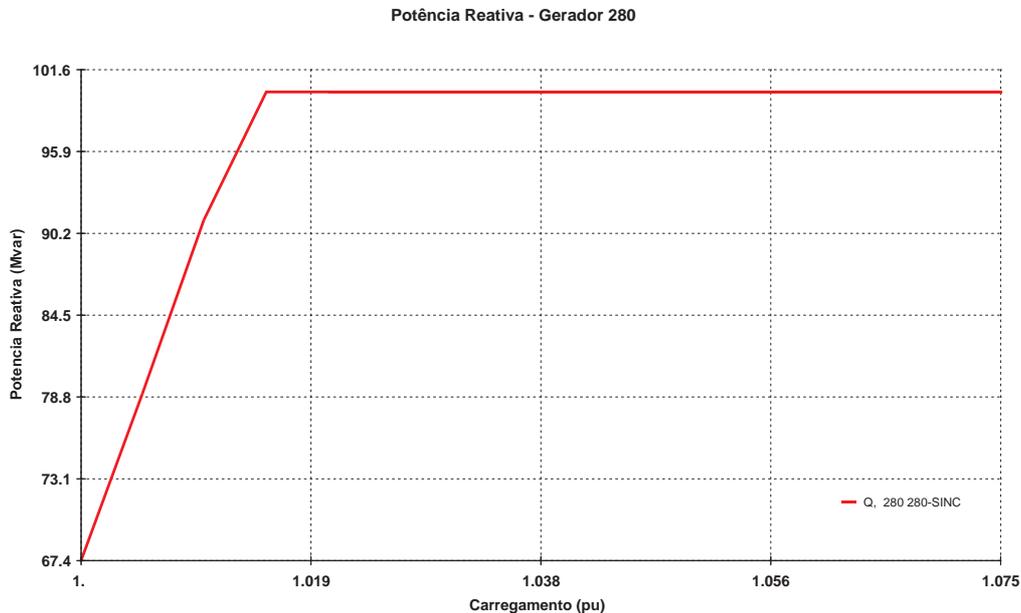


Figura 4.26: Potência Reativa do Síncrono da Barra 280 - (Mvar)

Como observado, o *FastSim⁺⁺SR* produziu uma margem de carregamento menor do que a obtida com o Anarede, mesmo considerando a representação do OEL no síncrono da barra 280, o que proporcionou uma maior potência reativa nos instantes iniciais. A partir dos 6 segundos, a atuação do OEL reduziu a potência reativa para um valor abaixo do nominal, contribuindo para a redução da margem de carregamento.

Essa diferença na margem de carregamento entre o Anarede e o *FastSim⁺⁺SR*, pode ser explicada pelo fato FPC manter constantes as tensões dos geradores até que o limite máximo de potência reativa possa ser atingindo. No *FastSim⁺⁺SR*, as tensões nos geradores sofrem uma queda devido ao erro de regulação dos reguladores de tensão, ocasionando uma margem de carregamento menor, porém com uma representação mais realista do comportamento do sistema [13].

Um outro fato que contribui para que o *FastSim⁺⁺SR* produza margens de carregamento menores, é a modelagem dos reguladores de velocidade considerando

a representação dos estatismos, o que permite uma distribuição de geração mais próxima do real. No Anarede, normalmente, o déficit de geração é suprido através da barra de referência ou distribuído igualmente para todos os geradores do sistema, como no exemplo mostrado acima.

4.5 Considerações Finais

Esse capítulo apresentou a validação do programa *FastSim⁺⁺* com o programa de Análise de Redes - Anarede e o programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos - Anatem, ambos do Cepel, considerando a análise de um sistema de pequeno porte de 34 barras.

As análises de regime permanente indicaram que o aplicativo de fluxo de potência do programa *FastSim⁺⁺* é capaz de reproduzir um ponto de operação definido no Anarede sem maiores problemas.

Com relação ao aplicativo de simulação completa do programa, a comparação com o Anatem indicou a necessidade de desenvolvimento de um modelo de máquina síncrona que considerasse a reatância de dispersão, evitando assim, discrepância no cálculo da corrente de campo do gerador. Com isso, os resultados do aplicativo de simulação completa do *FastSim⁺⁺* foram praticamente iguais aos fornecidos com o Anatem, indicando o grande potencial do programa.

O aplicativo de simulação rápida do *FastSim⁺⁺* também apresentou os mesmos resultados que o programa Anatem, quando são desprezadas as dinâmicas rápidas do sistema. Além disso foi possível a representação de equipamentos que possuem uma dinâmica mais lenta, como por exemplo os limitadores de sobre excitação e os transformadores com comutação automática em carga.

Os resultados obtidos com o *FastSim⁺⁺* para o cálculo da margem de carregamento do sistema, indicam que o programa fornece valores mais reais, pois considera a modelagem completa dos geradores, sendo possível também, modelar a atuação de equipamento que influência diretamente o problema de colapso de tensão, como por exemplo, os limitados de sobre excitação.

Diante do exposto, pode-se concluir que o programa *FastSim⁺⁺* está validado com os programas Anarede e Anatem considerando um sistema de pequeno porte com 34 barras. O próximo capítulo mostra a validação do programa para um sistema de grande porte, o sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro, com 2800 barras e 3976 linhas de transmissão.

Capítulo 5

Resultados do Sistema de Grande Porte

5.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo serão apresentados os resultados da validação do programa *FastSim*⁺⁺ com os programas utilizados no planejamento e na operação do Sistema Interligado Nacional, Anarede e Anatem, considerando um sistema de grande porte. O sistema escolhido para essa validação foi o Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro, com aproximadamente 2800 barras, tendo como foco a área Rio de Janeiro - Espírito Santo.

Serão analisadas condições de regime permanente e simulações dinâmicas de curto e médio prazo. As análises de regime permanente buscam verificar se o *FastSim*⁺⁺ reproduz corretamente um ponto de operação definido no programa Anarede. Já as simulações dinâmicas de curta e longa duração, visam verificar se o programa fornece os mesmos resultados que o Anatem para situações de perda de um grande bloco de geração e de perda de linhas de 500 kV e 345 kV da influência para a área Rio de Janeiro - Espírito Santo. Também será verificado a eficiência do programa *FastSim*⁺⁺ para analisar um curva de carga típica da área.

5.2 Descrição do Sistema

O sistema utilizado na validação do programa *FastSim⁺⁺* foi obtido no *site* do Operador Nacional do Sistema(ONS), www.ons.org.br/ons/sin/base_de_dados.htm, e representa a configuração elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) para o mês de fevereiro de 2005, carga média, 23 horas. Essa configuração foi escolhida pois representa um cenário desfavorável para o atendimento da área Rio de Janeiro - Espírito Santo. Essa área geoeletrica será o foco da validação do *FastSim⁺⁺* com os programas Anarede e Anatem.

O estágio atual de desenvolvimento do *FastSim⁺⁺* ainda não permite a representação de alguns equipamentos presentes na rede elétrica utilizada, como por exemplo, o elo de corrente contínua, o compensador estático, o transformador defasador e o compensador série controlável.

Dessa forma, os sistemas de corrente contínua de Itaipu e de Garabi foram representados por uma injeção de potência constante nas respectivas barras de interface dos modelos de corrente alternada e contínua, os compensadores estáticos foram substituídos por compensadores síncronos e os transformadores defasadores foram retirados. Com relação ao compensador série controlável presente na Interligação Norte - Sul, optou-se por representar o sistema Norte - Nordeste como uma injeção de potência constante na subestação de 500 kV de Serra da Mesa, evitando assim a necessidade de modelagem desse equipamento. Ressalta-se que essas aproximações foram efetuadas tanto no *FastSim⁺⁺* como no Anatem.

Com as modificações efetuadas, a rede elétrica do SIN foi transformada na rede elétrica do Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro. Essa nova configuração possui 2800 barras, 3976 linhas de transmissão e 1242 transformadores. A geração total desse sistema é da ordem de 43.500 MW e carga total gira em torno de 41.350 MW já descontado as perdas do sistema de transmissão.

A modelagem de carga desse sistema utilizou o modelo ZIP apresentado no item 3.2.5 e definido de acordo com a base de dados para estudos de estabilidade eletromecânica do ONS, também disponibilizada no endereço www.ons.org.br/ons/sin/base_de_dados.htm.

5.3 Área Rio de Janeiro - Espírito Santo

O sistema de transmissão que supre a área geoeletrica dos estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo, é constituído por dois troncos principais, sendo um em 500 kV e outro em 345 kV. O sistema de 500 kV, através da subestação de Cachoeira Paulista, interliga a área Rio de Janeiro - Espírito Santo (RJ/ES) ao sistema de escoamento da usina de Itaipu e ao sistema de transmissão do estado de São Paulo.

O sistema de 345 kV, por meio da subestação de Adrianópolis, interliga a área com as usinas do Rio Grande e segue para atender Jacarepaguá, Campos e Vitória, no Espírito Santo. Esse estado também é atendido por um sistema de 230 kV entre as subestações de Governador Valadares e Mascarenhas e por um sistema de 138 kV a partir da subestação Campos.

Da subestação de Cachoeira Paulista partem 4 circuitos, sendo um para a subestação de Angra dos Reis no litoral sul e três circuitos para a subestação de Adrianópolis na baixada fluminense. De Angra dos Reis saem mais dois circuitos de para as subestações de São José e Grajaú, que também são interligadas na subestação de Adrianópolis. A distribuição de energia aos centros de carga do estado é realizada a partir das subestações de Adrianópolis, Grajaú e São José.

O sistema de 500 kV é responsável por cerca de 75% da potência transmitida à área e o sistema de 345 kV responde por cerca de 10% dessa potência. O complemento do suprimento é realizado pela geração local, sendo constituído por usinas hidrelétricas e usinas térmicas. A Tabela 5.1 indica os montantes de carga e geração da área Rio de Janeiro - Espírito Santo para o mês de fevereiro de 2005, carga média, 23 horas. O digrama unifilar da área RJ/ES é mostrado na Figura 5.1.

Tabela 5.1: Carga e Geração da área Rio de Janeiro - Espírito Santo

	Carga		Geração	
	MW	Mvar	Hidráulica	Térmica
Ampla	1662.7	693.5	42.0	0
Escelsa	1261.7	479.4	208.0	0
Furnas	—	—	—	120.0
Light	4675.8	1129.8	691.0	0
Total	7600.2	2302.7	841.0	120.0

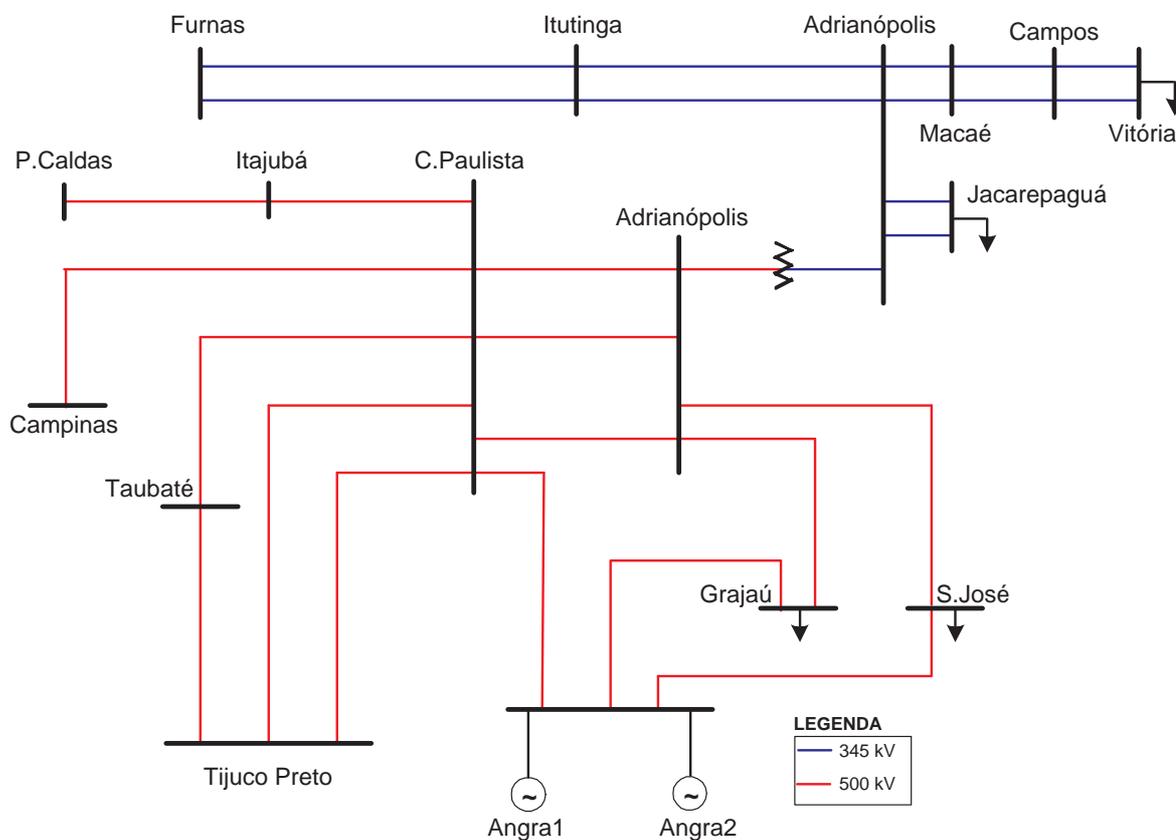


Figura 5.1: Diagrama Unifilar da área RJ/ES

O principal parâmetro utilizado para analisar do desempenho da área Rio de Janeiro - Espírito Santo é definido como FRJ, correspondendo a potência injetada na área através do sistema de transmissão. Esse parâmetro é calculado de acordo com a equação 5.1 e ilustrado na Figura 5.2.

$$F = F_1 + F_2 + F_3 + F_4 + F_5 + F_6 \quad (5.1)$$

onde:

F_1 : Somatório dos fluxos nos três circuitos da LT 500 kV Cachoeira Paulista - Adrianópolis, medido em Adrianópolis;

F_2 : Somatório do fluxo no transformador de Cachoeira Paulista 500/138kV, medido do lado de 138 kV;

F_3 : Somatório do fluxo na LT 500 kV Angra - Grajaú, medido em Grajaú;

F_4 : Somatório do fluxo na LT 500 kV Angra - São José, medido em São José;

F_5 : Somatório do fluxo no transformador de Angra 500/138kV, medido no lado de 138 kV;

F_6 : Somatório dos fluxos nos dois circuitos da LT 345 kV Adrianópolis - Itutinga, medido em Adrianópolis;

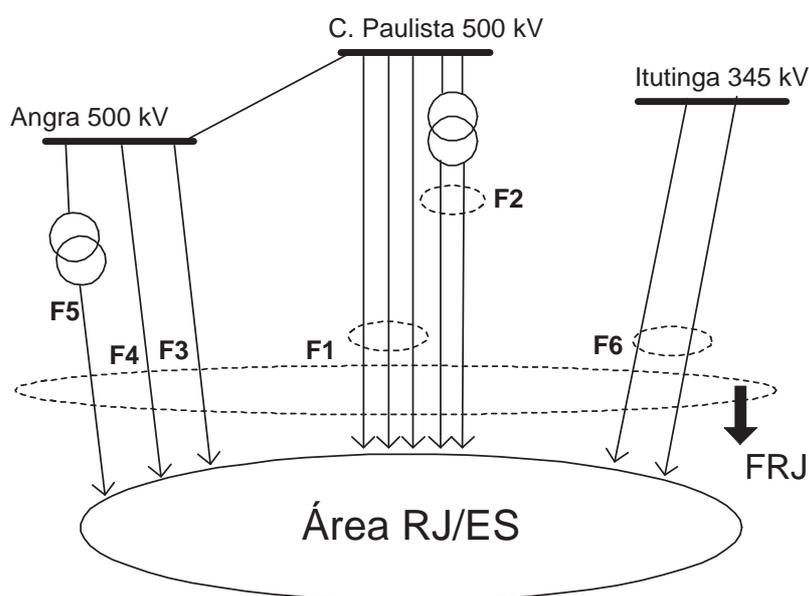


Figura 5.2: Cálculo do Valor de FRJ

5.4 Modelagem dos Controladores

Os modelos de geradores, reguladores de tensão, reguladores de velocidade e os modelos dos sinais estabilizadores do Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro, utilizados nesse trabalho, constam da base de dados para estudos de estabilidade eletromecânica do ONS, para o mês de Abril de 2004, disponibilizados no endereço www.ons.org.br/ons/sin/base_de_dados.htm.

Os equipamentos utilizados no SEP podem ser modelados no *FastSim⁺⁺*, de acordo com a necessidade do usuário, semelhante o que é feito no programa Anatem através da rotina CDU - Controlador Definido pelo Usuário. Assim, os modelos necessários para o desenvolvimento desse trabalho foram convertidos para o formato *FastSim⁺⁺* com a utilização dessa facilidade e de acordo com a base de dados do ONS. Em função do escopo do trabalho, foram implementados somente os controladores das máquinas que exercem influência na resposta dinâmica do Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro. Os demais controladores foram representados por modelos dinâmicos de primeira ordem.

Como o *FastSim⁺⁺* está em desenvolvimento, algumas particularidades presentes na rotina CDU do Anatem, ainda não foram implementadas. Um exemplo é o bloco limitador cujo limites são entrada ou saída de outro bloco dinâmico. Esse fato dificultou a implementação completa dos modelos de reguladores de tensão da UHE Itaipu 60 Hz, UHE Emborcação e da UTN Angra 2. Assim, foi representado somente a malha principal desses modelos, tendo como base, o equivalente linear, do banco de dados para estudos de pequenas perturbações do ONS, também disponibilizado no endereço citado acima.

Os geradores onde o regulador de tensão e o regulador de velocidade foram implementados de acordo com o banco de dados do ONS, são mostrados na Tabela 5.2. Já os geradores que utilizam modelos de primeira ordem são apresentados na Tabela 5.3.

Tabela 5.2: Geradores com Modelos Reais de RAT e de RAV

Geradores			
UTN Angra 1	UHE N.Peçanha	UHE Rosana	CS Embaguaçu
UHE L.C.Barreto	UHE Fontes	UHE S.Grande	UHE G.B Munhoz
UHE Funil	UHE P.Passos	UHE Taquaruçu	UHE G.P. Souza
UHE Furnas	UHE I.Pombos	UHE Bariri	UHE S. Caxias
UHE Itumbiara	UHE Jaguará	UHE B.Bonita	UHE G. N. Braga
UHE Marimbondo	UHE S.Simão	UHE Ibitinga	UHE Ita
UHE M.Morais	UHE Miranda	UHE Promissão	UHE Machadinho
UHE P.Colombia	UHE A.Vermelha	UHE Caconde	UHE S. Osório
UHE S.Cruz	UHE I.Solteira	UHE E.Cunha	UHE S. Santiago
CS Grajaú	UHE Jupia	UHE Limoeiro	UHE Mascarenhas
CS Vitória	UHE Jurumirim	UHE Jaguari	
CS Ibiúna	UHE Canoas	UHE Paraibuna	
CS T. Preto	UHE P.Primavera	CS Ângelo	

Tabela 5.3: Geradores com Modelos de RAT ou RAV de 1ª ordem

Geradores	
UHE Corumbá	CS Mesquita
UHE S. Mesa	CS Neves
CS B. Geral	UHE H. Borden
CS B. Sul	UHE N. Avanhandava
UHE V.Grande	UHE C. Dourada
UHE N.Ponte	UTE Charqueadas
UHE T. Marias	UTE J. Lacerda
UHE Guilman	UHE P. Fundo
UHE Igarapava	UHE C. Brava
UHE Aimorés	UTE P. Médici
UHE Funil Grande	UHE P. Real
UHE P.Estrela	UHE D. Francisca

Os geradores que receberam os modelos de estabilizadores de potência são mostrados na Tabela 5.4 e os geradores que foram representados por modelos linearizados estão apresentados na Tabela 5.5.

Tabela 5.4: Geradores com Modelos Reais de Estabilizadores de Potência

Geradores	
UTN Angra 1	UHE Rosana
UHE Marimbondo	UHE Taquaruçu
UHE A.Vermelha	UHE T.Irmãos
UHE I.Solteira	UHE Paraibuna
UHE Jupia	UHE G.B.Munhoz
UHE Capivara	UHE S.Caxias
UHE Canoas	UHE G.N.Braga
UHE P.Primavera	

Tabela 5.5: Geradores com Modelos Linearizados

Geradores
UTN Angra 2
UHE Itaipu 60 Hz
UHE Emborcação

Foram representados 77 geradores, onde 49 utilizam os modelos reais de regulador de tensão e de velocidade, de acordo com o banco de dados para estudos de estabilidade eletromecânica, 3 foram representados com os modelos linearizados e 24 geradores utilizam modelos de primeira ordem para o regulador de tensão ou para o regulador de velocidade. Dos 49 geradores que possuem modelos reais, 15 receberam também o modelo real de estabilizador de potência. Os modelos implementados foram validados com o programa Anatem e incluídos na biblioteca de modelos dinâmicos do *FastSim⁺⁺*. Um exemplo de como foi conduzida essa validação será mostrado no próximo item.

5.4.1 Validação dos Controladores

Para fundamentar a validação do programa *FastSim⁺⁺* com o Anatem e posteriormente, possibilitar a sua utilização em estudos de estabilidade transitória ou de estabilidade de tensão, foi implementado no *FastSim⁺⁺* uma biblioteca de modelos dinâmicos, contendo os principais reguladores de tensão, de velocidade e estabilizadores do Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro. Essa biblioteca foi criada de

acordo com a base de dados para estudos de estabilidade do ONS. Como exemplo do processo de montagem dessa biblioteca, será apresentado como foi realizado a conversão e validação do modelo de regulador de tensão da UHE Marimbondo.

A primeira etapa do processo de conversão e validação, consiste em implementar no *FastSim⁺⁺*, a lógica de controle que descreve o comportamento dinâmico e as respectivas equações de inicialização de um determinado modelo. A inclusão dessas equações é importante, pois o programa utiliza o Método de Newton Raphson para cálculo das condições iniciais, onde o ponto de partida colabora efetivamente para a correta convergência do método.

O diagrama do regulador de tensão da UHE Marimbondo é apresentado na Figura 5.3. Considerando o sistema em regime permanente, esse modelo possui 4 variáveis, IX_8 , X_5 , V_{ref} e Q_{e0} que necessitam das respectivas equações de inicialização para correta convergência do Método de Newton. Essas variáveis são calculadas em função de E_{fd} , V_t e Q_e como mostrado abaixo.

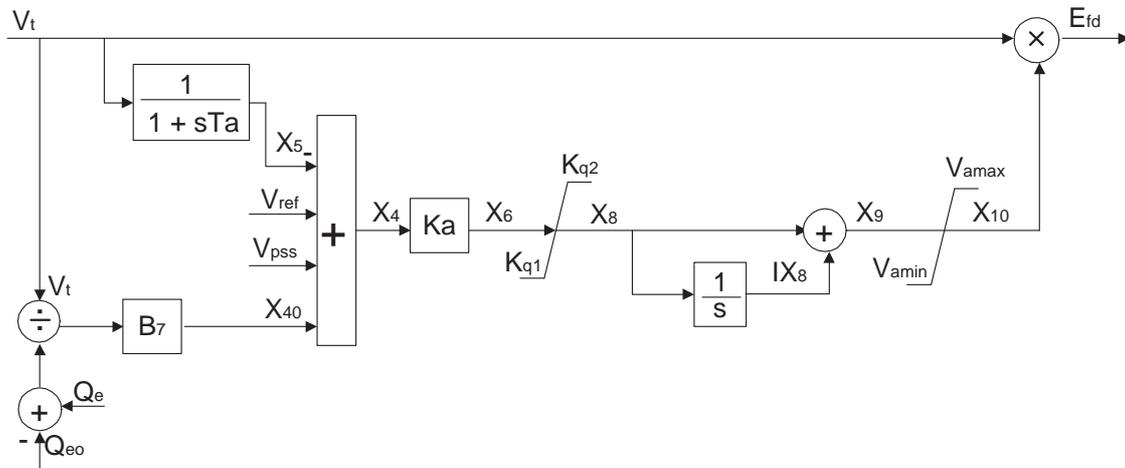


Figura 5.3: Regulador de Tensão da UHE Marimbondo

Equações de Inicialização:

$$E_{fd} = V_t(IX_8 + X_8) \Rightarrow IX_8 = \frac{E_{fd}}{V_t} \quad (5.2)$$

$$X_5 = \frac{1}{1 + sT_a} V_t \Rightarrow X_5 = V_t \quad (5.3)$$

$$IX_8 = \frac{1}{s} [X_6 K_a (-X_5 + V_{ref} + X_{40})] \Rightarrow V_{ref} = X_5 - \frac{B_7}{V_t} (Q_e - Q_{e0}) \quad (5.4)$$

$$Q_2 = Q_{e0} \quad (5.5)$$

Como E_{fd} , V_t e Q_e são conhecidos, é possível determinar os valores de IX_8 , X_5 , V_{ref} e Q_{e0} de acordo com as equações 5.2, 5.3, 5.4 e 5.5 respectivamente. A lógica de controle que descreve o comportamento do regulador de tensão da UHE Marimbondo, no formato *FastSim*⁺⁺, é mostrada na Figura 5.4.

```

MODL:CtrlTensao#MARIMBONDO .

[--ID.--] REF VISIBL [--Valor--]
PARM: #Aex          -4.0
PARM: #B1           0.60
PARM: #B4           5.00
PARM: #B5           14.0
PARM: #B6          -14.0
PARM: #B7           0.06
PARM: #B8          -0.12
PARM: #B9           1.65
PARM: #Bex          4.0
PARM: #Ka           30.0
PARM: #Kq1         -14.0
PARM: #Kq2          14.0
PARM: #Ta           0.025
PARM: #Vamax        4.35
PARM: #Vamin        -3.78
PARM: Vref REF      0.0
PARM: Qe0
I/O : Efd OUT
I/O : VLAm INP (pu)
I/O : Vpss INP (pu)
I/O : Qe INP (pu)
I/O : Eq INP (pu)
I/O : Ifd INP (pu)

=== MEDICAO ===
TENS:          Vt          POLAR
EXTR: CST      Vcst
=== EQUACAO DO REG. DE TENSAO ===
LAG :          Vt      X5      1.0      1.0      #Ta
SOMD:          +      Vref      X4
      ....      +      Vcst
      ....      -      VLAm
      ....      +      Vpss
      ....      -      X5
      ....      +      X40
DFIM
GANH:          X4      X6      #Ka
LIMT:          X6      X7      #Kq1      #Kq2
GANH:          X7      X8      1.0
INTG:          X8      IX8 01 1.0
SOMD:          +      IX8      X9
      ....      +      X8
DFIM
LIMT:          X9      X10      #Vamin      #Vamax
MULT:          Vt      Efd
      ....      X10
DFIM
=== INICIALIZACAO
SOMD:          +      Qe      X38
      ....      -      Qe0
DFIM
DIVS:          X39
NUM :          X38
DEN :          Vt
DFIM
GANH:          X39      X40      #B7
[--ID.--] REF VISIBL [--Valor--] T P
PARM: Vmod LOCAL 0.0 N
[--VAR--] [-----Expr-----]
CINI: Qe0 <Qe>
CINI: Vmod sqrt(sqrt(<Vre>)+sqrt(<Vim>))
CINI: IX8 <Efd>/Vmod
CINI: X5 Vmod
CINI: Vref Vmod
DFIM

```

Figura 5.4: Lógica de Controle - Reg. Tensão UHE Marimbondo

Após conversão de um determinado controle para o *FastSim*⁺⁺, o próximo passo consiste na sua validação, ou seja, o modelo implementado deve fornecer respostas dinâmicas compatíveis com as obtidas utilizando esse mesmo modelo no programa

Anatem.

Com esse fim, foi escolhido um pequeno sistema de 5 barras, composto de 2 barras de tensão controlada (barra B1 tipo $V\theta$ e barra B2 barra tipo PV) e B3 barras tipo PQ, barras B10, B20 e B30. A carga do sistema foi concentrada na barra B30 [26]. O diagrama unifilar desse sistema é mostrado na Figura 5.5.

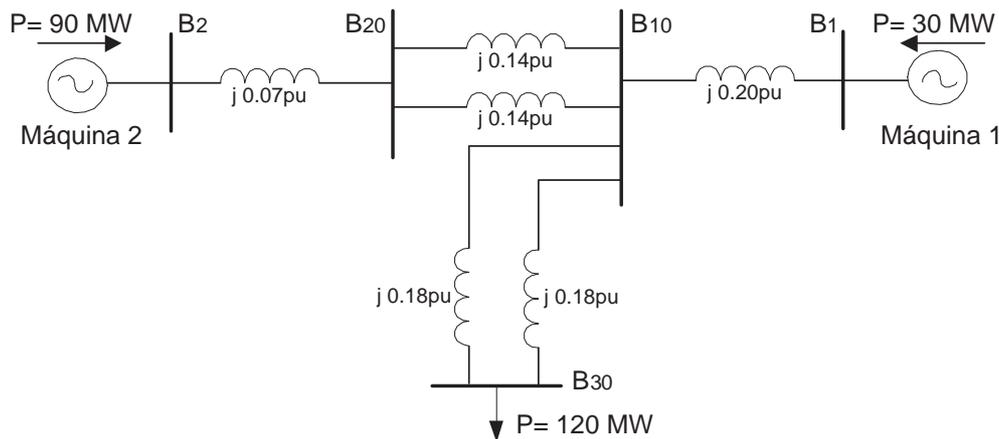


Figura 5.5: Sistema de 5 barras

Nas barras B1 e B2 foram conectadas duas máquinas síncronas, máquina 1 e máquina 2 respectivamente, que os utilizam os dados dinâmicos mostrados Tabela 5.6. A máquina 1, possui regulador de tensão e de velocidade de primeira ordem. A máquina 2 será utilizada para conectar o modelo em validação.

Tabela 5.6: Dados dinâmicos do sistema de 5 barras

Parâmetros				
$X_d(\%)$	$X_q(\%)$	$X'_d(\%)$	$X''_d(\%)$	$X_l(\%)$
140.4	76.96	38.48	27.8	15.6
$T'_d(s)$	$T''_d(s)$	$T'''_q(s)$	H	MVA
8.6	0.026	0.080	3.096	26

O processo é baseado na simulação de um curto - circuito na barra B10, com duração de 100ms, seguido da abertura de um dos circuitos conectados entre as barras B10 e B30. Os resultados obtidos com o Anatem e com o aplicativo de simulação completa do *FastSim⁺⁺* devem ser coerentes para aprovação do resultados.

O regulador de tensão da UHE Marimbondo, disponível no banco de dados

para estudos de estabilidade eletromecânica do ONS, uma vez convertido para o *FastSim⁺⁺*, é necessário validá-lo. Dessa forma, o modelo foi conectado na máquina 2 sendo simulado um curto - circuito na barra B10, seguido da abertura de um dos circuitos conectados entre as barras B10 e B30, como explicado.

Os resultados obtidos com a *FastSim⁺⁺SC* e com o Anatem são mostrados na Figura 5.6, onde é possível verificar a variação da tensão de campo da máquina 2.

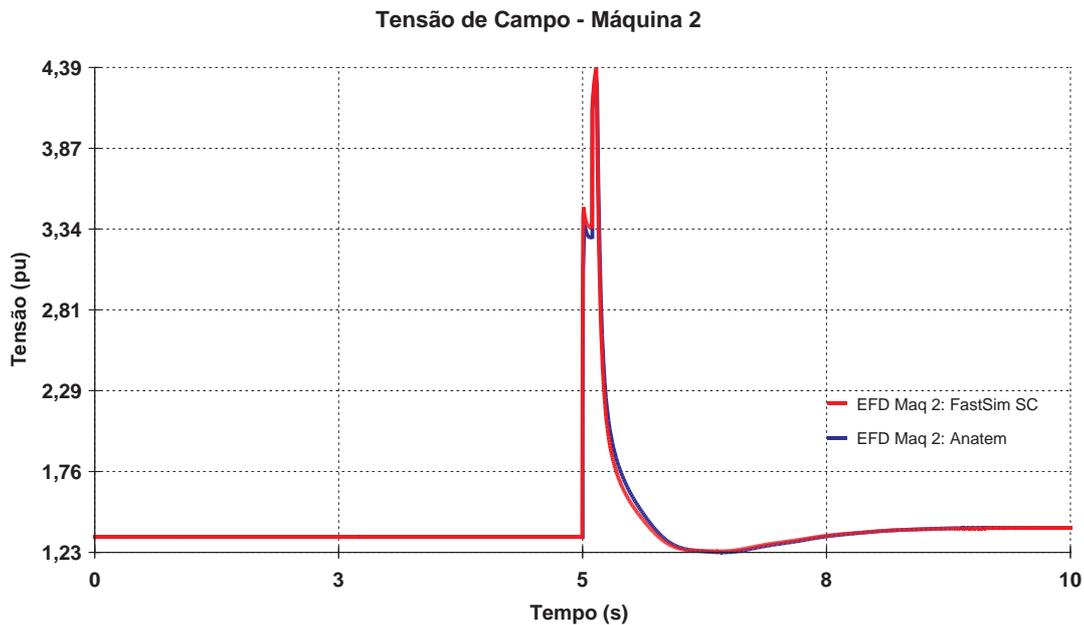


Figura 5.6: Tensão de Campo Máquina 2 (pu)

O modelo de regulador de tensão da UHE Marimbondo implementado está validado, pois de acordo com a Figura 5.6, o *FastSim⁺⁺SC* obteve praticamente os mesmos resultados que o programa Anatem.

O procedimento apresentado, para a validação do regulador de tensão da UHE Marimbondo, foi aplicado para todos os modelos de reguladores de tensão, de velocidade e estabilizadores utilizados nesse trabalho. Com isso, a biblioteca de modelos desenvolvida, está compatível e validada com o banco de dados de estabilidade eletromecânica do ONS, podendo ser utilizada para estudos de estabilidade transitória ou de estabilidade de tensão.

5.5 Simulações

Para validação do programa *FastSim⁺⁺* considerando o Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro, com ênfase na área Rio de Janeiro - Espírito Santo, serão desenvolvidas simulações de regime permanente, simulações de estabilidade transitória ou simulação completa e simulações de estabilidade de tensão ou simulação rápida.

As simulações de regime permanente buscam verificar se a rotina de fluxo de potência do programa *FastSim⁺⁺* fornece os mesmos resultados que o Anarede para um sistema de grande porte. Dessa forma, será avaliado se o ponto de operação definido no Anarede possui algum desvio após a importação e convergência dos dados *FastSim⁺⁺*.

As simulações dinâmicas de curto prazo, novamente definida com Simulação Completa (SC), têm como objetivo validar o aplicativo de simulação completa ou *FastSim⁺⁺SC* com o programa Anatem. Com esse fim, serão analisadas as condições de estabilidade transitória da área RJ/ES, considerando a perda de um grande bloco de geração e a perda de uma linha de 500 kV de influência para a área.

Já as simulações dinâmicas de médio prazo, novamente definida com Simulação Rápida (SR), buscam verificar a eficiência do aplicativo de simulação rápida ou *FastSim⁺⁺SR* quando comparado com o programa Anatem. Dessa forma serão verificadas as condições de estabilidade de tensão da área RJ/ES para perda de um grande bloco de geração e para perda de uma linha de 345 kV, considerando a modelagem dinâmica de transformadores com comutação automática em carga (OLTC).

Também será calculada a margem de carregamento da área RJ/ES utilizando a rotina de fluxo de potência continuado do programa Anarede e o aplicativo de simulação rápida do programa *FastSim⁺⁺*. Por fim, pretende-se analisar a eficiência do aplicativo de simulação rápida, para simular um curva de carga real da área Rio de Janeiro - Espírito Santo.

Como exposto, a validação do programa *FastSim⁺⁺* considerando a análise da área RJ/EE será feita em quatro etapas distintas, como definido abaixo:

- i. Análise de Regime Permanente;
- ii. Simulação Completa, método alternado, considerando perda de um grande bloco de geração e perda de uma linha de 500 kV;
- iii. Simulação Rápida considerando a perda de um grande bloco de geração e a perda de uma linha de 345 kV utilizando o modelo dinâmico de um transformador com comutação automática em carga de influência para Área;
- iv. Fluxo de potência continuado e Simulação Rápida para cálculo de margem de carregamento do sistema;
- v. Simulação de um curva de carga típica utilizando a Simulação Rápida.

5.5.1 Análise de Regime Permanente

O Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro foi submetido ao programa Anarede e ao programa *FastSim⁺⁺* para cálculo do fluxo de potência. Os resultados podem ser verificados na Tabela 5.7.

Tabela 5.7: Comparação Anarede x *FastSim⁺⁺* - Regime Permanente

	Anarede				FastSim			
	Tensão	Ângulo	Inj. Potência		Tensão	Ângulo	Inj. Potência	
	pu	graus	MW	Mvar	pu	graus	MW	Mvar
UHE I.Solteira	1.0200	4.80	-891.8	684.90	1.0200	4.84	-900.5	683.60
UTN Angra 1	1.0150	-19.10	-650.0	-115.80	1.0150	-19.22	-650.00	-116.00
CS Grajaú	1.0450	-41.80	0.0	-93.20	1.0450	-41.91	0.0	-93.20
R. Leão 138kV	0.9480	-64.30	296.40	133.40	0.9474	-64.43	296.00	133.40
C.Paulista 500kV	1.0710	-22.00	-	-	1.0709	-19.22	-	-
Vitória 345kV	1.0340	-74.70	-	-	1.0335	-74.75	-	-
S.Jose 138 kV	1.0310	-42.20	-	-	1.0308	-42.31	-	-

De acordo com a tabela, a maior variação entre a rotina de fluxo de potência do *FastSim⁺⁺* e o programa Anarede foi de 1%, sendo verificada na geração da UHE I. Solteira, barra de referência do sistema. Essa diferença pode ser explicada pelo fato do *FastSim⁺⁺* utilizar como dado de entrada, um arquivo em formato ASCII, gerado a partir do Anarede, mas sem a precisão adequada.

O erro apresentado pode ser considerado desprezível em função dos montantes de geração e carga que o sistema apresenta. Dessa forma, após a importação dos dados para o *FastSim⁺⁺*, não foi verificada alteração significativa no ponto de operação definido no programa Anarede.

Com o ponto de operação definido no Anarede e exportado para o *FastSim⁺⁺*, foi realizado a leitura dos dados dinâmicos do programa Anatem, possibilitando dessa forma, a montagem de um arquivo de simulação contendo tanto os dados da rede, como os dados referentes os modelos dinâmicos. É importante salientar, que a partir de um único arquivo de dados, é possível utilizar todos os aplicativos disponíveis no *FastSim⁺⁺*.

5.5.2 SC Considerando Perda de um Grande Bloco de Geração e Perda de Linhas de 500 kV

A estabilidade transitória da área Rio de Janeiro - Espírito Santo, foco da validação do programa *FastSim⁺⁺* com os programas Anatem e Anarede, é influenciada pelas condições de carga e geração interna à área e determinada para suportar a perda da UTN Angra 2 ou a perda de uma linha de 500 kV de interligação com o restante do Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro. A perda de uma linha de 500 kV da área, também influencia as condições da estabilidade transitória. Dentre as mais importantes, destaca-se a perda da LT 500 kV Cachoeira Paulista - Campinas. [27].

A seguir, será mostrado a validação do aplicativo de simulação completa do *FastSim⁺⁺*, considerando a perda da UTN Angra 2 e a perda da LT 500 kV Cachoeira Paulista - Campinas.

i. Perda da UTN Angra 2

O cenário utilizado nessa validação é o mês de fevereiro de 2005, carga média, 23 horas, considerado uma condição desfavorável para área RJ/ES, com o valor de FRJ alcançando aproximadamente 6500 MW [28]. Para esse cenário, foi simulada a perda da UTN Angra 2, para se avaliar o aplicativo de simulação completa do *FastSim⁺⁺*, quando comparado com o Anatem.

A variação de tensão na barra de 500 kV de Cachoeira Paulista é apresentada na Figura 5.7 e o comportamento da potência reativa do síncrono de Grajaú é mostrado na Figura 5.8. É possível verificar que a área RJ/ES suporta a perda da UTN Angra 2, não apresentando problemas de estabilidade transitória mesmo para condições desfavoráveis.

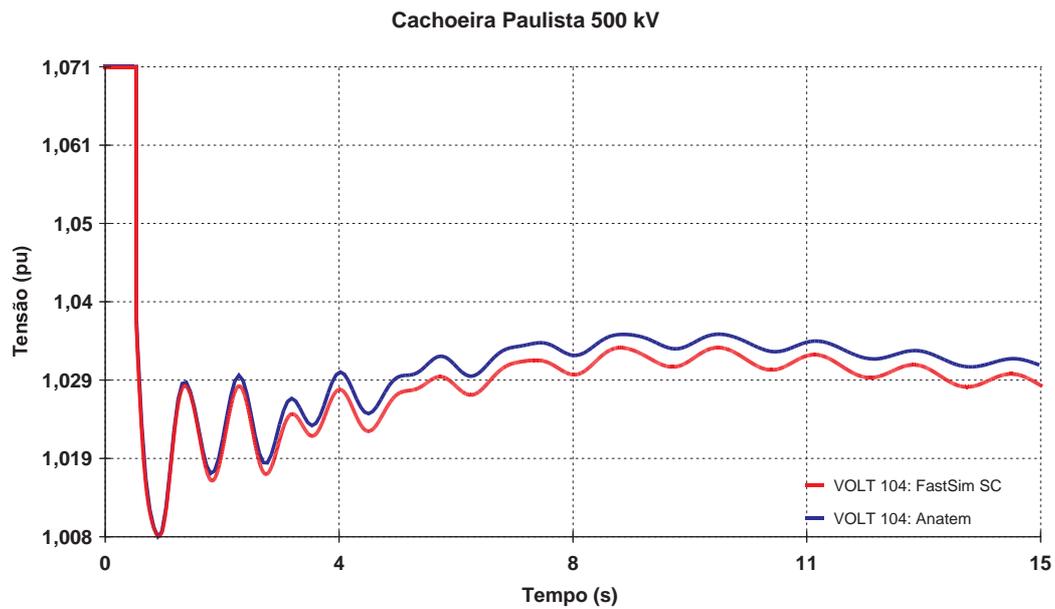


Figura 5.7: Tensão na Barra de 500 kV de Cachoeira Paulista (pu)

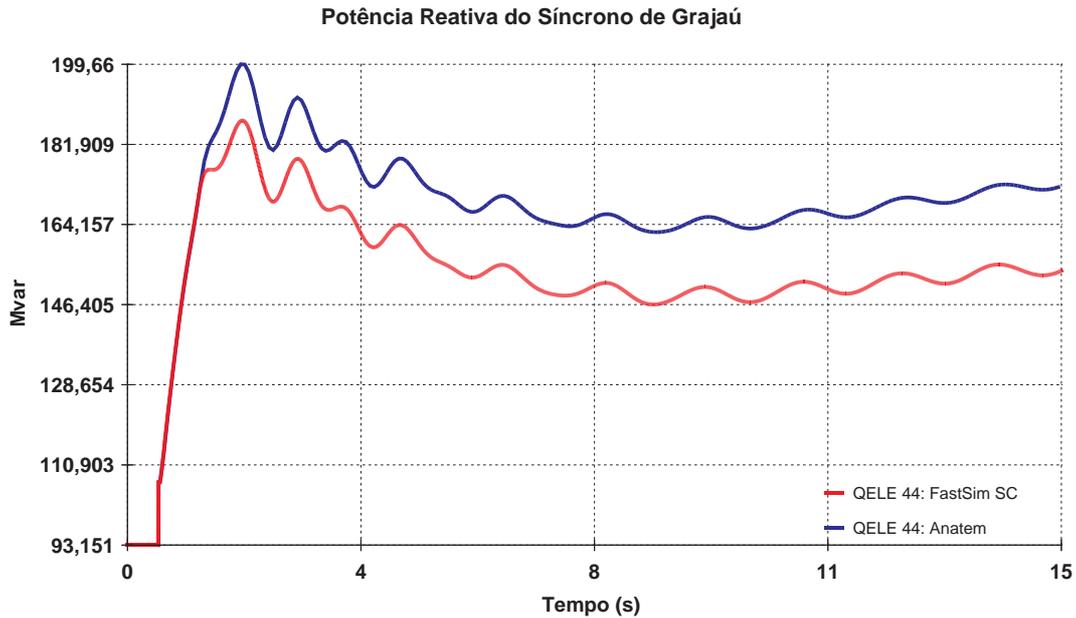


Figura 5.8: Potência Reativa do Síncrono de Grajaú (Mvar)

Os resultados mostram uma diferença entre a resposta do *FastSim^{++SC}* (curva vermelha) e a resposta do Anatem (curva azul). Essa diferença é explicada pelo fato dos modelos de reguladores de tensão dos síncronos de Grajaú e Ibiúna utilizados no *FastSim^{++SC}*, não considerarem a modelagem do controle conjunto de unidades como é feito no Anatem. Essa particularidade proporciona aos modelos citados, controlar a tensão de uma barra remota, sendo mais sensíveis as variações ocorridas sistema.

Como o foco do trabalho é a validação do programa *FastSim⁺⁺*, optou-se por representar os reguladores de tensão dos síncronos de Grajaú e de Ibiúna sem o controle conjunto de unidades. Assim, os resultados que serão apresentados no decorrer desse trabalho, foram produzidos utilizando mesmos modelos de reguladores de tensão de Grajaú e Ibiúna, tanto no programa *FastSim⁺⁺* como no programa Anatem.

Após a modificação dos reguladores de tensão do Grajaú e Ibiúna como já explicado, foi simulado novamente a perda de UTN Angra 2. Os resultados são apresentados nas Figuras 5.9 e 5.10.

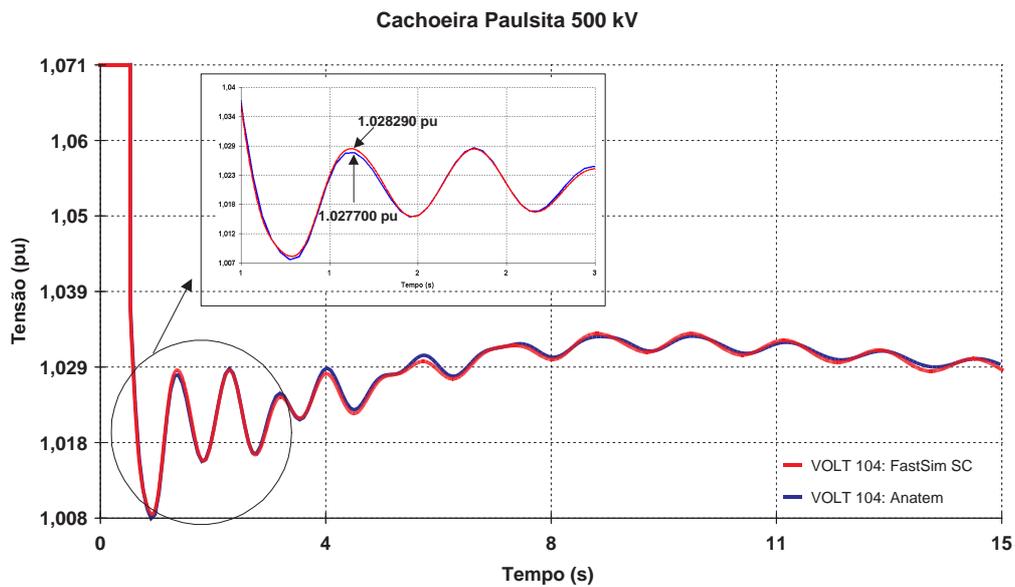


Figura 5.9: Tensão na Barra de 500 kV de Cachoeira Paulista (pu)

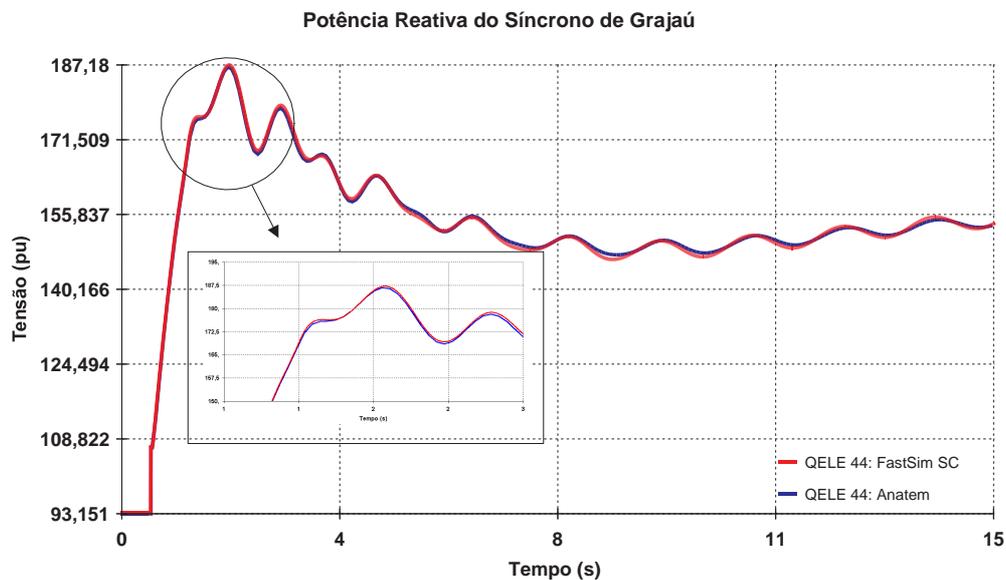


Figura 5.10: Potência Reativa do Síncrono de Grajaú (Mvar)

Pode ser observado um erro de aproximadamente 0.0006 pu na tensão da barra de 500 kV de Cachoeira Paulista, ou seja, o *FastSim⁺⁺SC* fornece praticamente os mesmos resultados que o Anatem, considerando a perda de um grande bloco de geração, no caso específico, a perda da UTN Angra 2.

A seguir serão apresentados os resultados da comparação entre o *FastSim^{++SC}* e o Anatem para a situação de perda de uma linha de 500 kV de influência para área RJ/ES, ou seja, a LT 500 kV Cachoeira Paulista - Campinas.

ii. Perda da LT 500 kV Cachoeira Paulista - Campinas

Dando continuidade ao processo de validação do *FastSim^{++SC}* com o programa Anatem, foi simulado para o cenário de fevereiro de 2005, carga média, 23 horas, um curto - circuito na subestação de 500 kV de Cachoeira Paulista, com duração de 100 ms, seguido da abertura da LT 500 kV Cachoeira Paulista - Campinas.

A variação de tensão na barra de 500 kV de Cachoeira Paulista é apresentada na Figura 5.11 e a da potência reativa do compensador síncrono de Grajaú é apresentado na Figura 5.12. Pode ser observado que a área RJ/ES suporta a perda da LT 500 kV Cachoeira Paulista - Campinas, sem apresentar problemas de estabilidade transitória para o cenário em questão.

O aplicativo de simulação completa do programa *FastSim^{++SC}* apresentou um erros de aproximadamente 0.001 pu e 3 Mvar para a tensão de Cachoeira Paulista e para a potência reativa do síncrono de Grajaú, respectivamente. Esses erros podem ser considerados desprezíveis em função dos montantes de carga e geração do sistema em estudo.

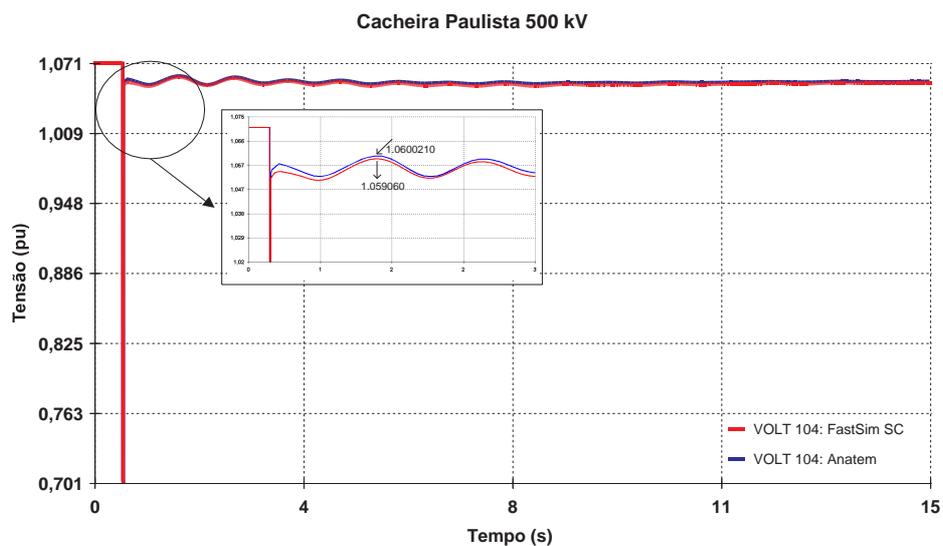


Figura 5.11: Tensão na Barra de 500 kV de Cachoeira Paulista (pu)

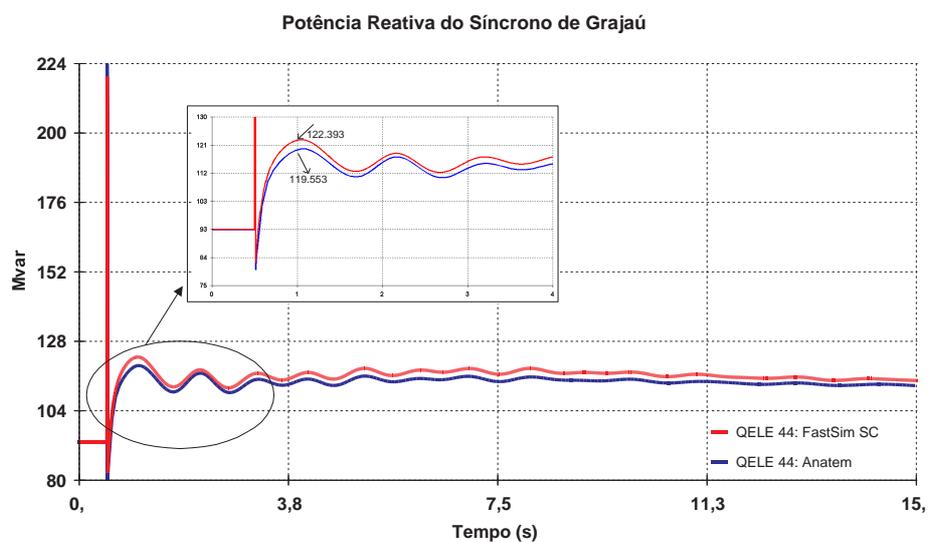


Figura 5.12: Potência Reativa do Síncrono de Grajaú (Mvar)

De acordo com as análises para perda da UTN Angra 2 e para perda da LT 500 kV Cachoeira Paulista - Campinas, é possível concluir que o programa *FastSim⁺⁺*, aplicativo de simulação completa, está validado com o programa Anatem, considerando o Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro.

5.5.3 SR Considerando Perda de um Grande Bloco de Geração e Perda de Linhas de 345 kV

Como já explicado, a perda da UTN Angra 2 é considerada a contingência mais desfavorável para área RJ/ES, influenciando as condições de estabilidade transitória e as questões de estabilidade de tensão da área. Uma outra contingência que interfere nas condições de estabilidade de tensão da área RJ/ES é a perda da LT 345 kV Campos - Vitória [29]. Assim, para avaliar o aplicativo de simulação rápida do programa *FastSim*⁺⁺ serão analisadas as condições de estabilidade de tensão da área RJ/ES durante a perda da UTN Angra 2 e para a perda de um dos circuitos da LT 345 kV Campos - Vitória.

As transformações de Campos 345/138 kV - 3 x 225 MVA e de Vitória 345/138 kV - 4 x 225 MVA influenciam diretamente o problema de estabilidade de tensão dessa região, dessa forma, elas serão representadas por transformadores com comutação automática em carga. O modelo do transformador com comutação automática em carga foi apresentado no item 3.3.1, os parâmetros utilizados estão apresentados na Tabela 5.8 e são valores típicos de acordo com [3].

Tabela 5.8: Transformador com Comutação Automática em Carga

Parâmetros	Significado	TR Campos	TR Vitória
B_{m1}	Banda morta para habilitação do controle	0.005	0.005
B_{m2}	Banda morta para desabilitação do controle	0.001	0.001
T_D	Tempo para atuação do controle (segundos)	40.0	30.0
T_m	Mecanismo de mudança de tape (segundos)	5.0	5.0

i. Perda da UTN Angra 2

Para o cenário em estudo, fevereiro de 2005, carga média, 23 horas, com o valor de FRJ alcançado 6500 MW, foi mostrado que a perda da UTN Angra 2 não provoca problemas de estabilidade transitória para área RJ/ES.

Nesse item serão analisadas as condições de estabilidade de tensão da área, tendo como foco o tronco de 345 kV entre Adrianópolis e Vitória, após a perda da UTN Angra 2. Dessa forma, foi simulada a perda de UTN Angra 2 no Anatem e no *FastSim*⁺⁺ com o objetivo principal avaliar o aplicativo de simulação rápida do programa desse programa.

A variação de tensão nas barras Campos e Vitória 345 kV é apresentada nas Figuras 5.13 e 5.14. Pode ser observado que o tronco de 345 kV entre Adrianópolis e Vitória, não possui nenhum problema de estabilidade de tensão, após atuação dos transformadores com comutação automática em carga, presentes nas transformações de Campos e Vitória 345/138 kV.

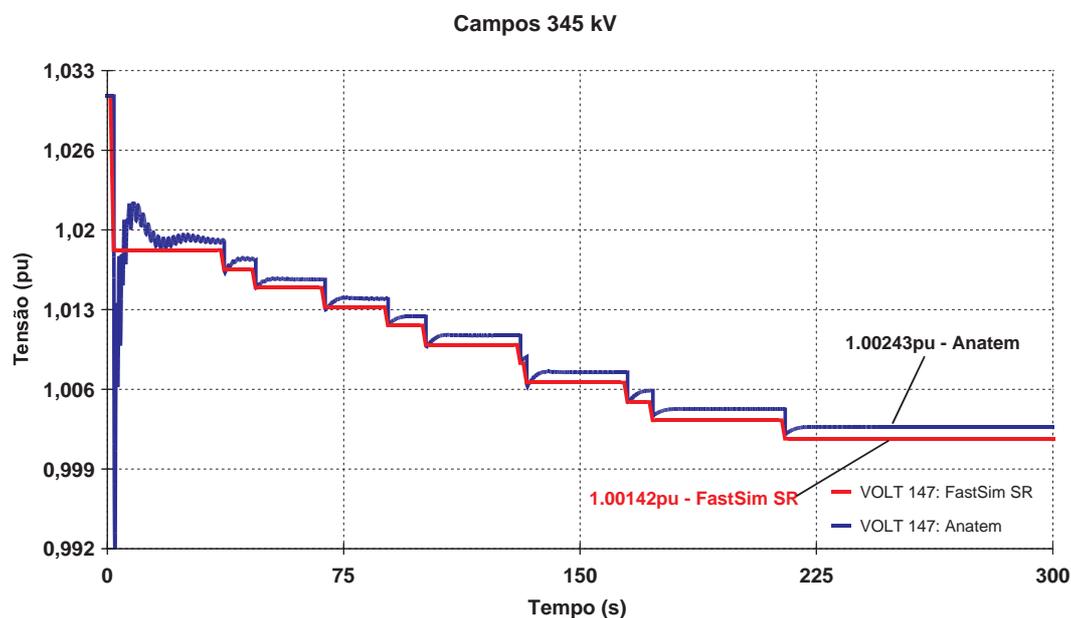


Figura 5.13: Tensão na Barra de 345 kV de Campos (pu)

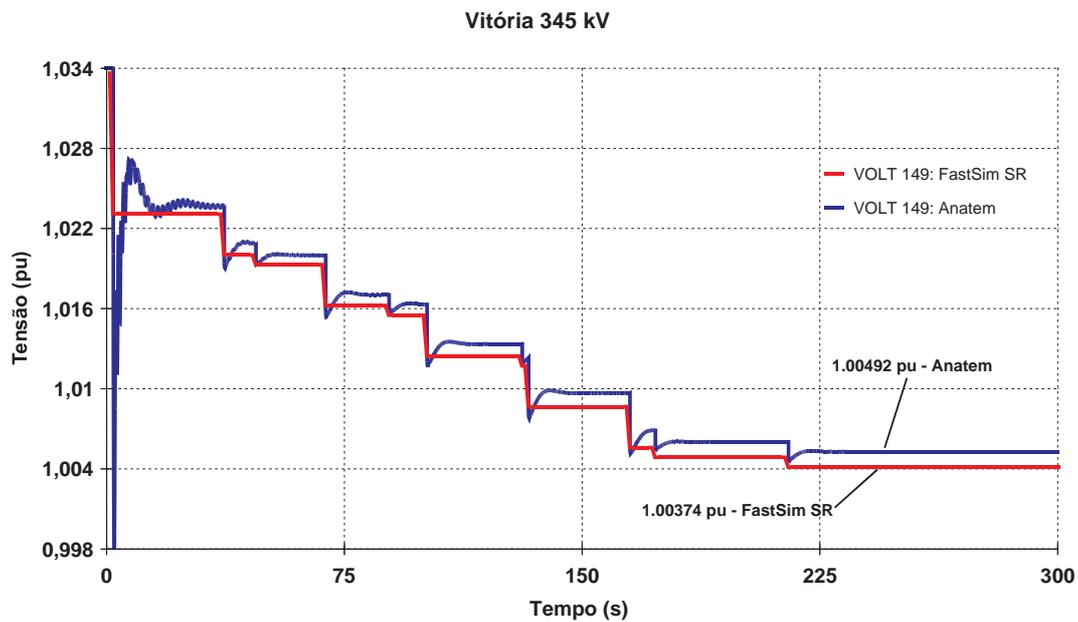


Figura 5.14: Tensão na Barra de 345 kV de Vitória (pu)

Transcorridos 300 segundos de simulação o *FastSim⁺⁺SR* apresentou resultados compatíveis com os obtidos com o programa Anatem, existindo um pequeno erro de 0.001 pu na tensões de Campos e Vitória 345 kV, resultante do processo de conversão dos dados e de diferenças na implementação do modelo do transformador com comutação automática em carga.

O detalhe da variação da tensão de Vitória 345 kV é mostrado na Figura 5.15, ficando claro a diferença entre a simulação completa, onde são consideradas as dinâmicas transitórias dos geradores e respectivos controles, e a simulação rápida, quando os efeitos transitórios rápidos são desprezados, dando ênfase na representação das dinâmicas lentas do sistema através de variações discretas e/ou contínuas no tempo e na solução das equações de equilíbrio em instantes de tempo pré - definidos [9].

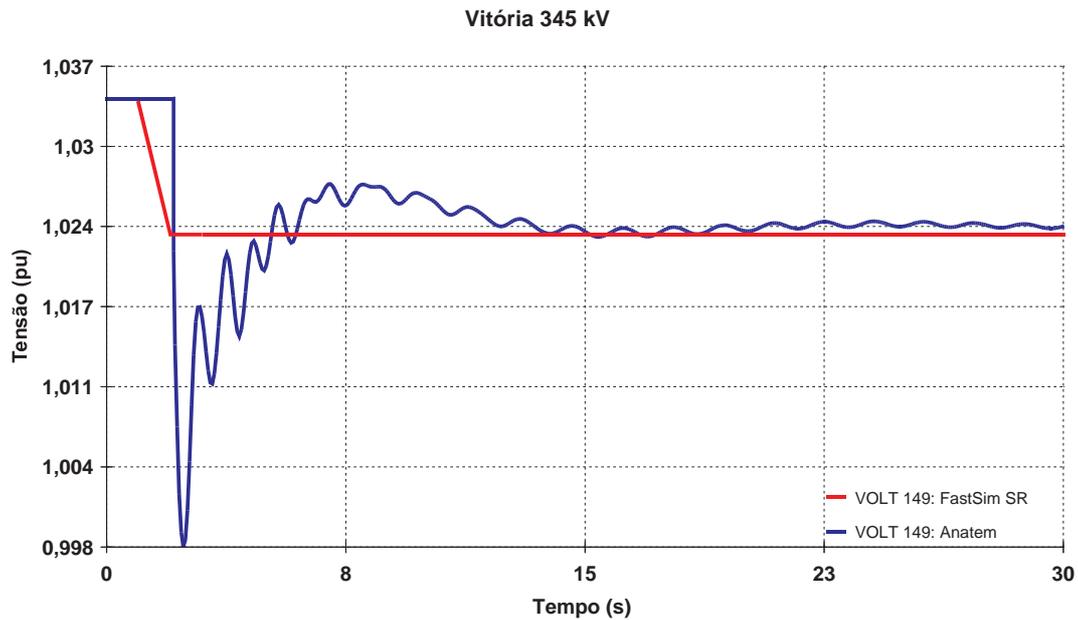


Figura 5.15: Tensão na Barra de 345 kV de Vitória (pu) - Detalhe

Como comentado, as transformações de Campos e Vitória 345/138 kV possuem unidades com comutação automática em carga, possibilitando o controle de tensão das barras de 138 kV. A variação de tensão barras de Campos 138 kV e Vitória 138 é mostrada nas Figuras 5.16 e 5.17 respectivamente.

Pode ser verificado que a transformação de Vitória iniciou o processo de comutação em 35 segundos, pois a tensão da barra de 138 kV sofreu um pequeno aumento. Para a transformação de Campos, esse processo teve início em 45 segundos também com uma pequena elevação de tensão. Esses tempos estão de acordo com os dados da Tabela 5.8.

Os resultados mostram que foi possível a recuperação das tensões do sistema de 138 kV para valores regime permanente, sem contudo degradar a tensão do sistema de 345 kV.

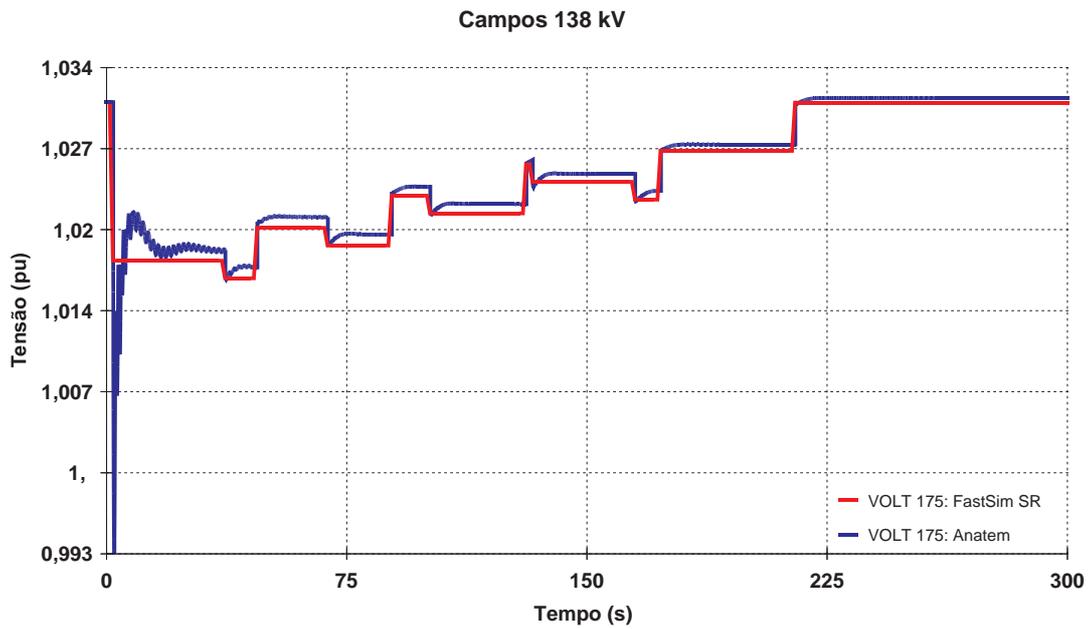


Figura 5.16: Tensão na Barra de 138 kV de Campos (pu)

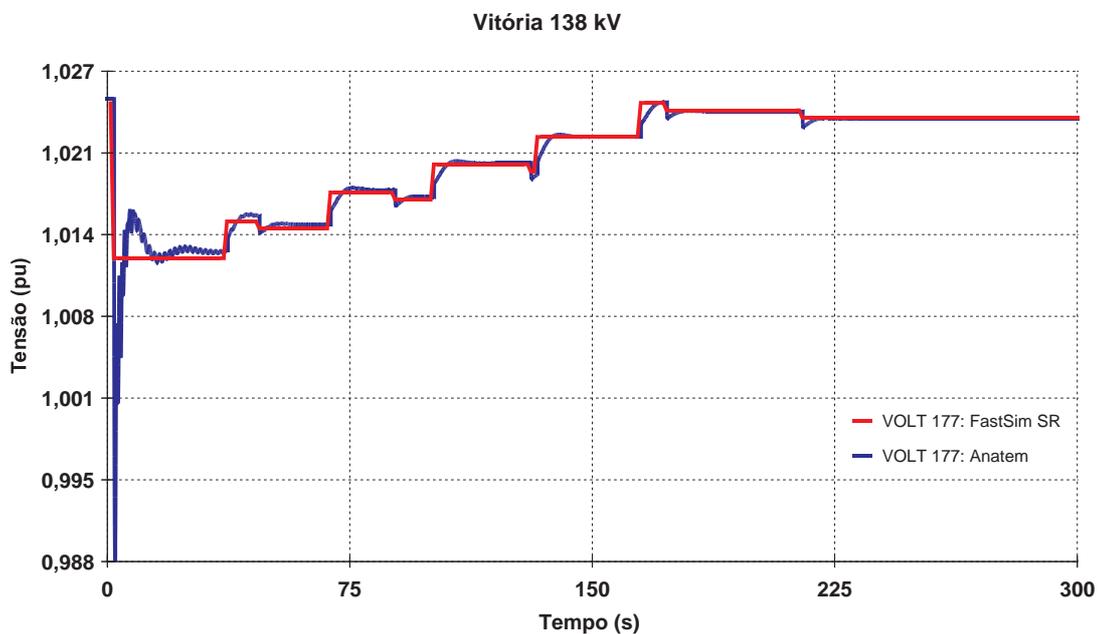


Figura 5.17: Tensão na Barra de 138 kV de Vitória (pu)

A potência reativa dos síncronos de Campos e Vitória é apresentada na Figura 5.18, a onde pode ser verificado que após 300 segundos de simulação, o síncrono de Vitória alcançou aproximadamente 68 Mvar entrando em sobrecarga, pois

sua potência reativa máxima é de 60 Mvar.

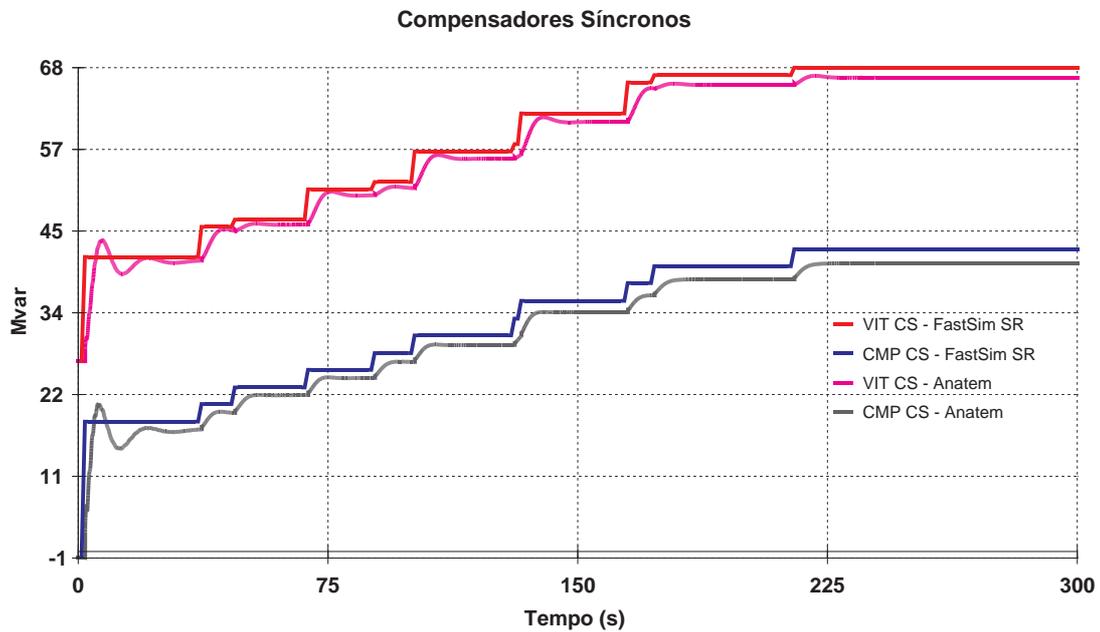


Figura 5.18: Potência Reativa dos Síncronos de Campos e Vitória - Mvar

Para reduzir a sobrecarga do síncrono de Vitória são necessárias ações de controle, como por exemplo, o chaveamento de capacitores e reatores manobráveis. Essas ações podem ser automáticas ou executadas por meio dos Centros de Operação do Sistema.

Os resultados apresentados anteriormente, mostram que o aplicativo de simulação rápida do *FastSim⁺⁺* fornece respostas compatíveis com o Anatem. Dessa forma, o *FastSim⁺⁺SR* foi utilizado para simular algumas ações de controle [29] no intervalo de 15 minutos, com o propósito de reduzir a sobrecarga do síncrono de Vitória. As ações de controle são as seguintes:

- (a) Retirada do 1º banco de reator da Subestação de Campos 345 kV no valor de 60 Mvar em 300 segundos;
- (b) Retirada do 2º banco de reator da Subestação de Campos 345 kV no valor de 60 Mvar em 420 segundos;
- (c) Inserção do 3º banco de capacitor da Subestação de Vitória 138 kV valor de 10 Mvar em 540 segundos;

As tensões no tronco de 345 kV entre Adrianópolis e Vitória e a potência relativa dos síncronos de Campos e Vitória são apresentadas nas Figuras 5.19 e 5.20 respectivamente. Pode ser observado que as ações de controle foram suficientes para reduzir a sobrecarga no síncrono de Vitória e também contribuíram para elevar o perfil de tensão desse tronco.

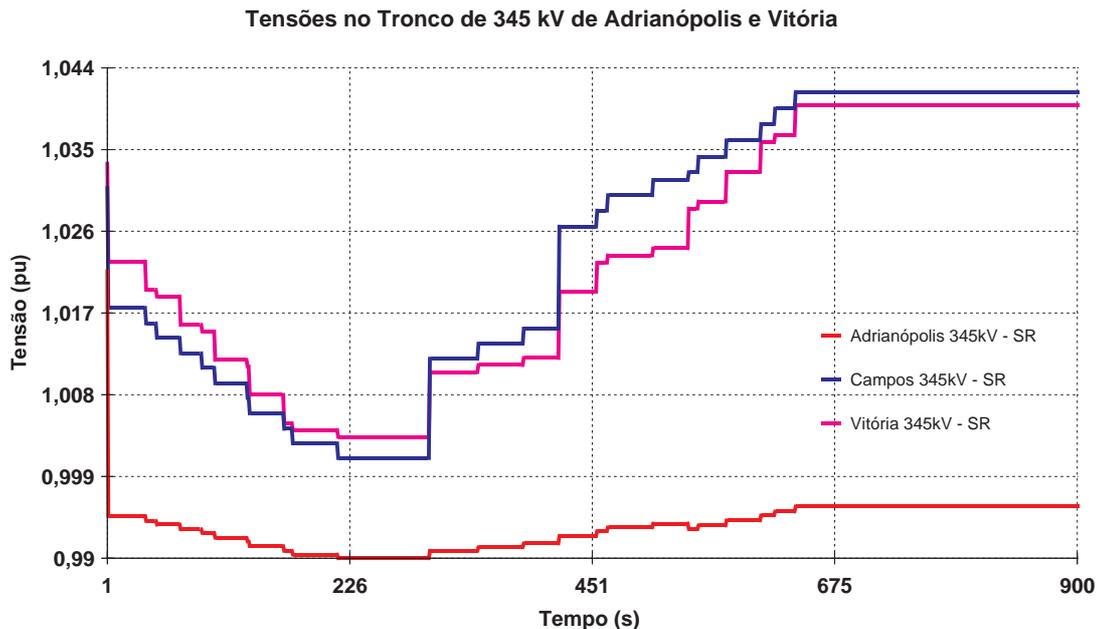


Figura 5.19: Tensões no Tronco de 345 kV entre Adrianópolis e Vitória (pu)

As atuações dos Centros de Operação do Sistema e dos equipamentos que possuem uma dinâmica lenta são importantes nos estudos de estabilidade de tensão. Como mostrado, o *FastSim⁺⁺SR* é útil para analisar essas situações, fornecendo resultados praticamente iguais aos apresentados pelo programa Anatem e tendo como vantagem o ganho de tempo computacional.

Por exemplo, para simular a perda da UTN Angra 2 durante 30 segundos, foram necessários 13 segundos utilizando o *FastSim⁺⁺SR* e 85 segundos utilizando o Anatem. As simulações foram realizadas usando um microcomputador Pentium 4 de 2 GHz com 256 Mb de memória RAM. Para os 15 minutos de simulação (900 segundos) mostrados nas figuras acima, o *FastSim⁺⁺SR* gastou aproximadamente 4 minutos e 30 segundos ou 270 segundos.

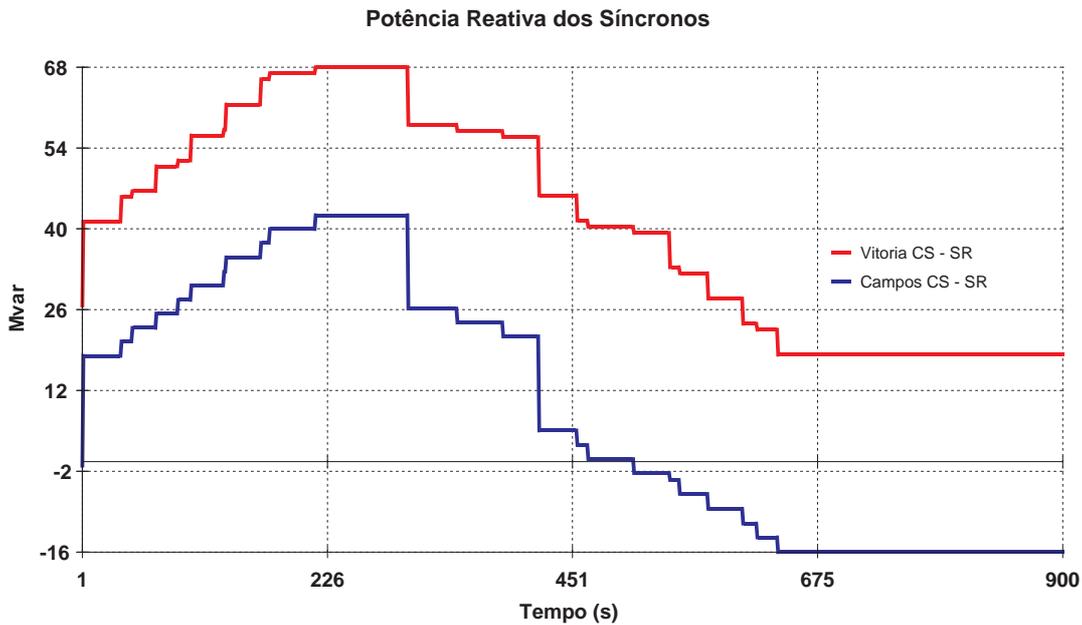


Figura 5.20: Potência Reativa dos Síncronos de Campos e Vitória

Prosseguindo no processo de validação do aplicativo de simulação rápida do programa *FastSim⁺⁺*, na próxima seção serão apresentados os resultados da comparação do *FastSim⁺⁺SR* com o Anatem considerando a perda da LT 345 kV Campos - Vitória.

ii. Perda da LT 345 kV Campos - Vitória

Para o cenário de fevereiro de 2005, carga média, 23 horas, foram analisadas as condições de estabilidade de tensão da área, tendo como foco o tronco de 345 kV entre Adrianópolis e Vitória, buscando comprovar a eficácia do aplicativo de simulação rápida do programa *FastSim⁺⁺*. Assim foi simulada a perda da LT 345 kV Campos - Vitória no *FastSim⁺⁺SR* e no Anatem, e os resultados são mostradas a seguir.

A variação de tensão nas barras Campos e Vitória 345 kV é apresentada nas Figuras 5.21 e 5.22. Pode ser observado que a tensão do tronco de 345 kV entre Adrianópolis e Vitória está sendo degradada devido a atuação dos transformadores com comutação automática em carga de Campos e de Vitória. A atuação desses transformadores pode provocar um colapso de tensão na área, se nenhuma ação de controle for efetuada.

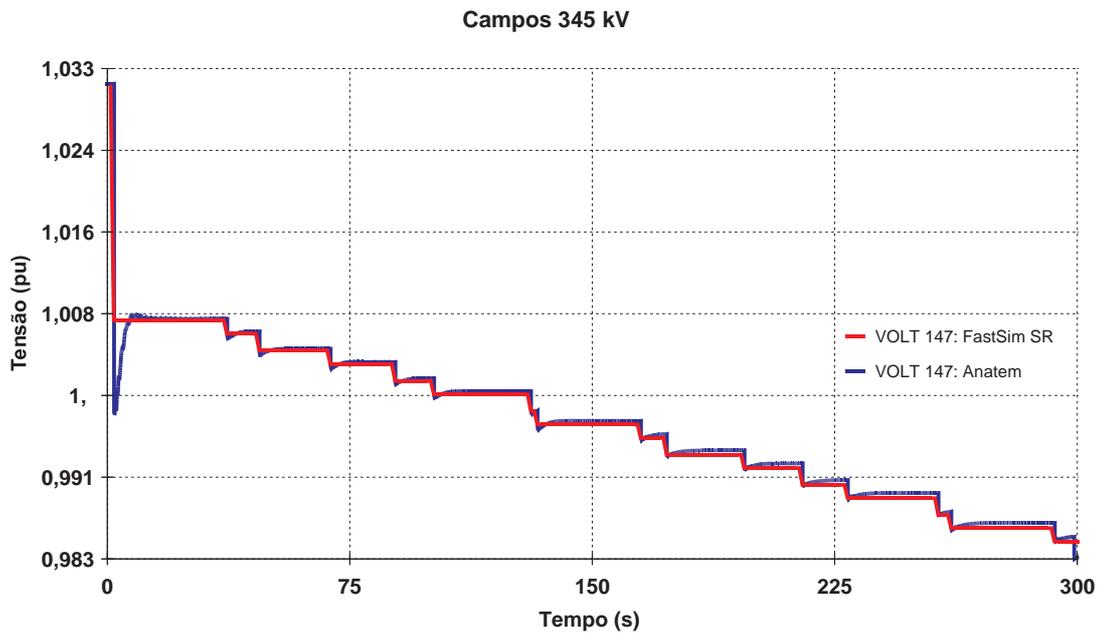


Figura 5.21: Tensão de Campos 345 kV (pu)

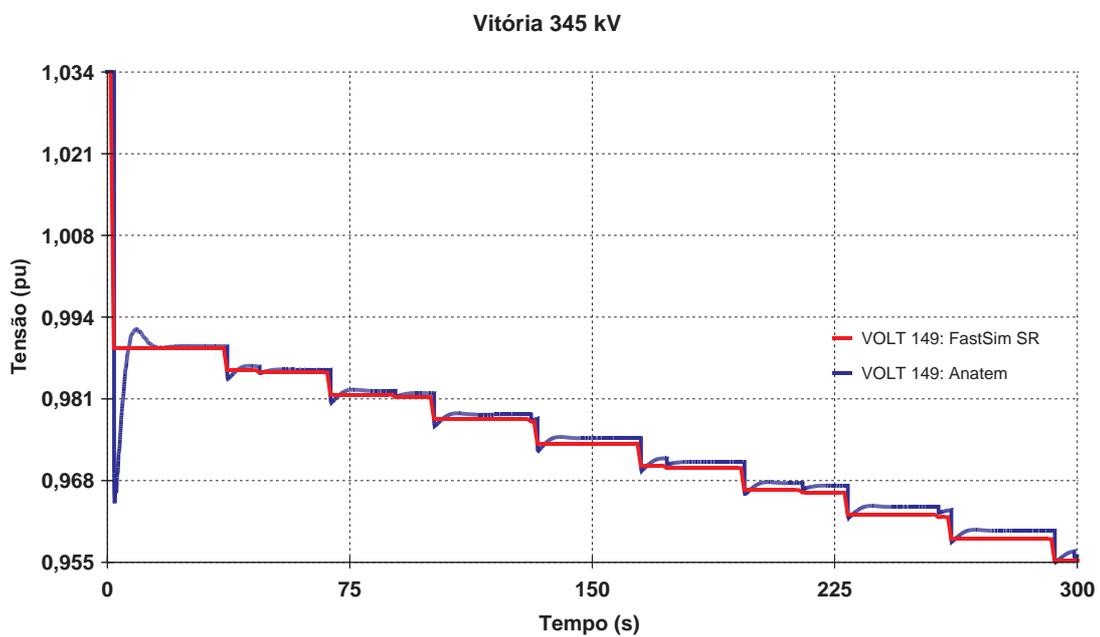


Figura 5.22: Tensão de Vitória 345 kV

Os resultados indicam que o *FastSim⁺⁺SR* novamente foi capaz de produzir resultados praticamente idênticos aos obtidos com o Anatem. Assim ele será utilizado para verificar se as ações de controle existentes [29] são capazes de

evitar o colapso de tensão na área após a perda da LT 345 kV Campos - Vitória.

- (a) Retirada do dois bancos de reatores da Subestação de Campos 345 kV no valor de 120 Mvar em 240 segundos;
- (b) Inserção do 1° banco de capacitor da Subestação de Adrianópolis 345 kV valor de 162.5 Mvar em 300 segundos;
- (c) Inserção do 2° banco de capacitor da Subestação de Adrianópolis 345 kV valor de 162.5 Mvar em 360 segundos;
- (d) Inserção do 3° banco de capacitor da Subestação de Vitória 138 kV valor de 10 Mvar em 420 segundos.

De acordo com as tensões no tronco de 345 kV entre Adrianópolis e Vitória e a potência reativa dos síncronos de Campos e Vitória, que são apresentadas nas Figuras 5.23 e 5.24 respectivamente, as ações de controle foram suficientes para evitar o processo de colapso de tensão do tronco de 345 kV entre Adrianópolis e Vitória, provocado pela atuação dos transformadores com comutação automática em carga. Entretanto, o síncrono de Vitória permanece em sobrecarga sendo necessárias outras ações, como por exemplo elevar a potência reativa do síncrono de Campos, possibilitando uma melhor distribuição de potência reativa entre os síncronos de Campos e Vitória.

Os resultados obtidos com o aplicativo de simulação rápida do programa *FastSim⁺⁺* para a perda da UTN Angra 2 e para a perda da LT 345 kV Campos - Vitória, permitem concluir que o *FastSim⁺⁺SR* está validado com o Anatem considerando um sistema de grande porte como o Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro, tendo como vantagem a obtenção de resultados num tempo muito menor.

É importante salientar que a simulação rápida deverá ser aplicada com a garantia das condições de estabilidade transitória, pois o método tem como base o cálculo dos pontos de equilíbrio, desprezando as dinâmicas rápidas do sistema. Para situações onde não é possível garantir as condições de estabilidade do sistema, pode utilizar uma metodologia que combine a simulação rápida com a simulação completa, como apresentado em [30].

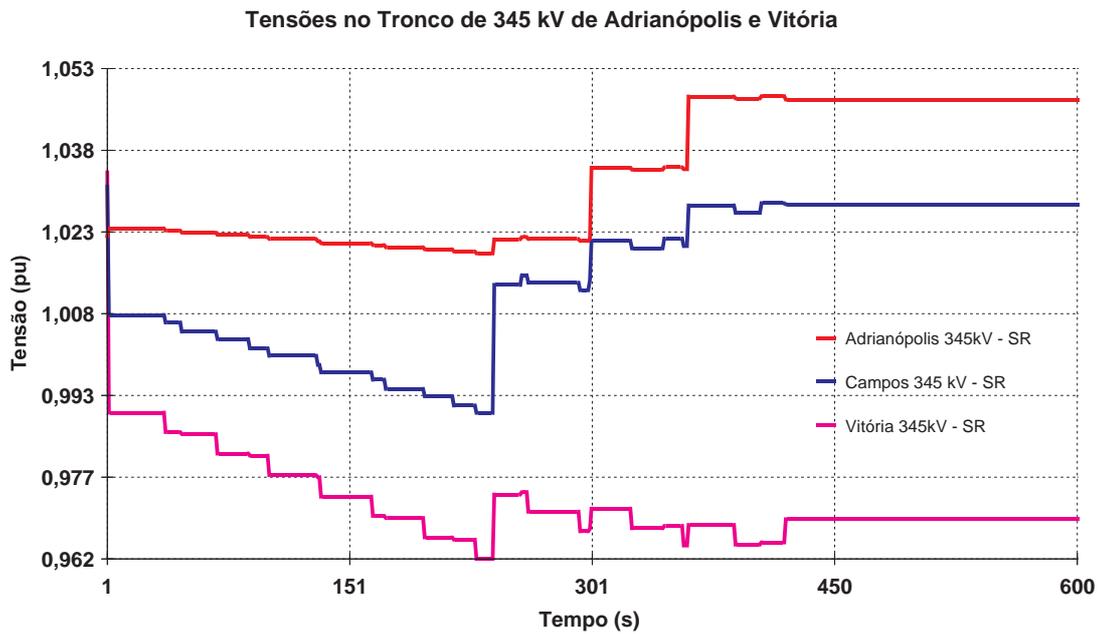


Figura 5.23: Tensões no Tronco de 345 kV entre Adrianópolis e Vitória (pu)

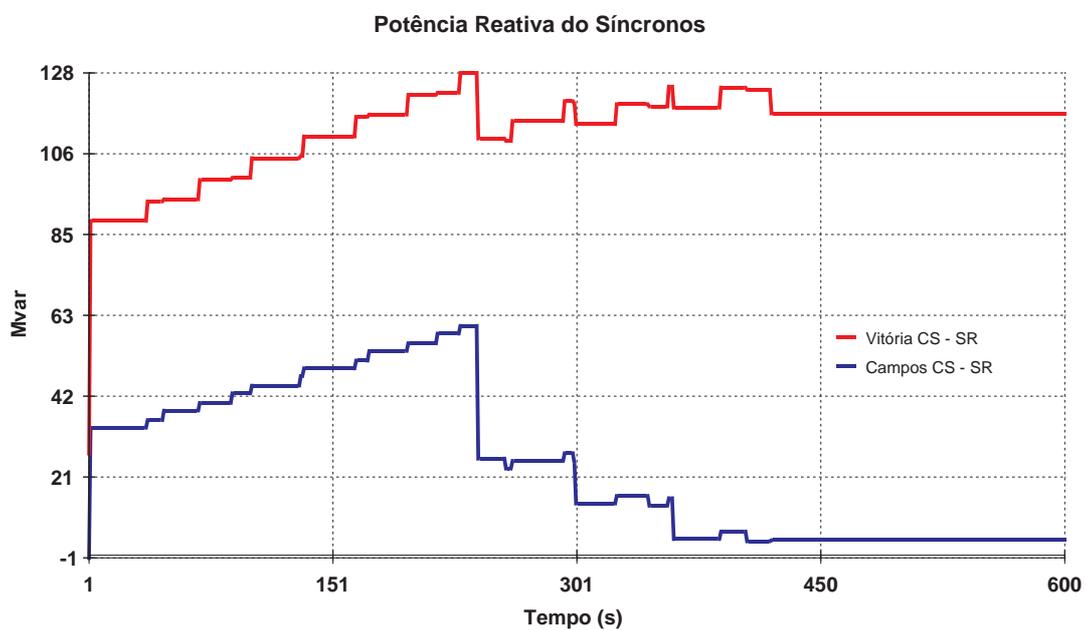


Figura 5.24: Potência Reativa dos Síncronos de Campos e Vitória

5.5.4 Margem de Carregamento do Sistema

O cálculo de margem de carregamento busca determinar a máxima potência que uma determinada área do sistema pode suprir sem apresentar problemas de

estabilidade de tensão. O procedimento consiste no aumento gradual de carga até a obtenção do ponto de colapso do sistema.

O estágio atual de desenvolvimento do programa *FastSim⁺⁺* ainda não permite a seleção de uma determinada área para o cálculo da margem de carregamento. Esse procedimento deve ser feito selecionando as barras onde se pretende aumentar a carga. Dessa forma, para determinar a margem de carregamento de toda área RJ/ES, seria necessário fornecer todas as barras de carga da área, aproximadamente 350 barras. Como o objetivo do trabalho é a validação do programa *FastSim⁺⁺*, optou-se analisar a margem de carregamento somente da empresa Ampla, que possui aproximadamente 60 barras de carga.

O cenário escolhido para o cálculo de carregamento da empresa Ampla, foi o mês de fevereiro de 2005, carga média, 23 horas, considerado crítico para área RJ/ES como já explicado nos itens anteriores. Essa análise será realizada utilizando o aplicativo de simulação rápida do *FastSim⁺⁺* e os resultados serão comparados com a com a rotina de Fluxo de Potência Continuado do programa Anarede (FPC) [14].

i. Margem de Carregamento - *FastSim⁺⁺SR*

O cálculo da margem de carregamento para a empresa Ampla utilizando o programa *FastSim⁺⁺SR*, foi feito ajustando uma rampa de carga com início em 2 segundos, com incremento de 0.5% por segundo, até alcançar 5.0% em 12 segundos. Os resultados são mostrados na Figura 5.25, que apresenta a tensão na barra na barra de Rocha Leão 138 kV, maior carga do sistema Ampla.

De acordo o programa *FastSim⁺⁺SR*, o sistema Ampla possui uma margem de carregamento de aproximadamente 3%, pois a partir desse ponto as tensões tendem a ficar abaixo de 90%, como mostrado na Figura 5.25. Deve ser ressaltado que essa margem de carregamento reflete a condição de operação estudada, podendo ser ampliada com a utilização dos recursos de controle de tensão presentes no sistema.

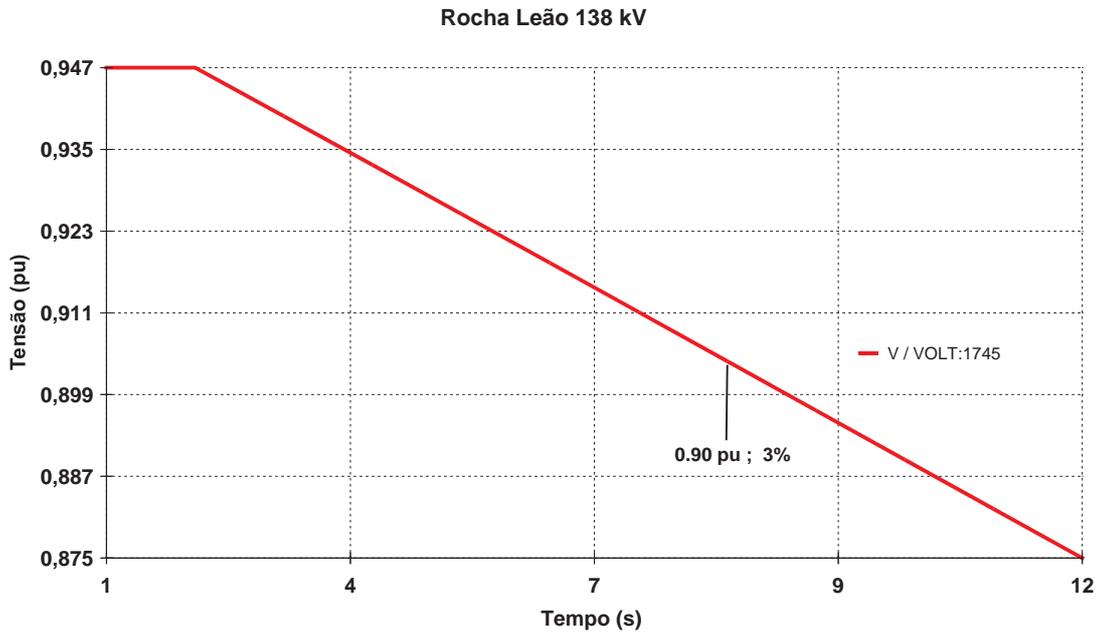


Figura 5.25: Tensão na Barra de Rocha Leão - *FastSim⁺⁺SR*

ii. Margem de Carregamento - Anarede FPC

Para calcular a margem de carregamento do sistema Ampla com a rotina de fluxo de potência continuado do programa Anarede, foram utilizados incrementos de carga de 0.5%, até a obtenção de um caso de fluxo de potência não convergente ou divergente. Os resultados são mostrados na Figura 5.26, que apresenta a tensão de Rocha Leão 138 kV.

De acordo com os resultados, o sistema Ampla possui uma margem de carregamento de aproximadamente 4%, a partir desse ponto o fluxo de potência continuado do programa Anarede não obteve uma solução convergente. Vale lembrar novamente que essa margem de carregamento reflete a condição de operação estudada, podendo ser ampliada com a utilização dos recursos de controle de tensão presentes no sistema.

Como já explicado no 4.4.6, a margem de carregamento obtida por meio do programa Anarede é maior do que a fornecida pelo programa *FastSim⁺⁺SR*. Essa diferença de comportamento é explicada pelo fato do FPC manter constante as tensões dos geradores até que o limite máximo de potência reativa possa ser atingindo. No *FastSim⁺⁺SR*, as tensões nos geradores variam de acordo com a atuação dos reguladores de tensão, ocasionando uma margem

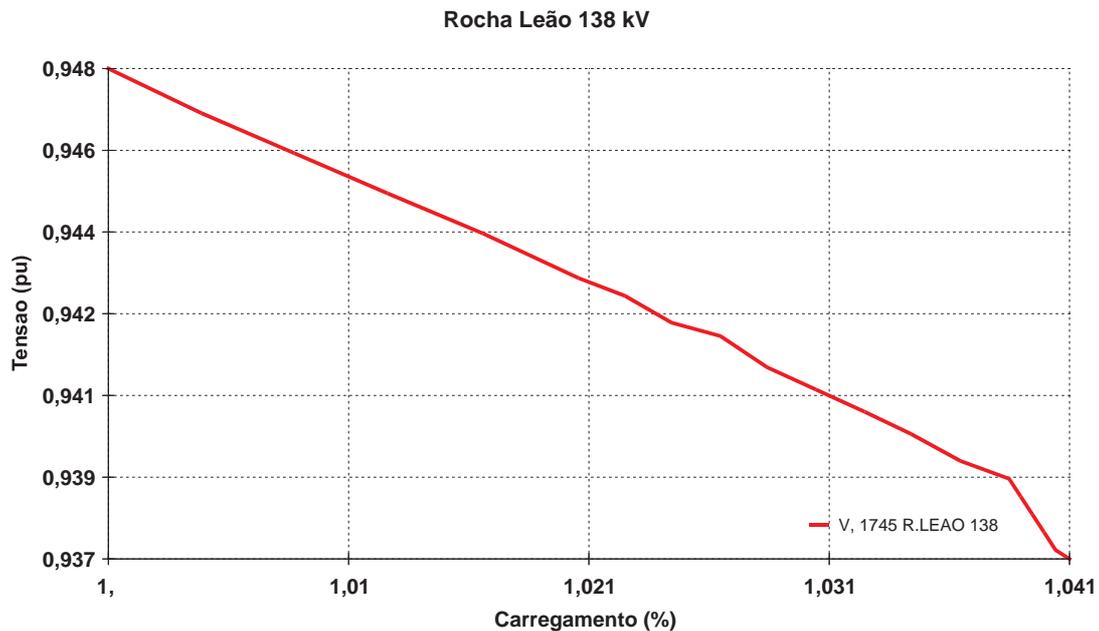


Figura 5.26: Tensão na Barra de Rocha Leão - Anarede FPC

de carregamento menor, porém com uma representação mais realista do comportamento do sistema [13]. Além disso, *FastSim⁺⁺SR* considera o estatismo para modelagem dos reguladores de velocidade, o que permite uma distribuição de geração mais próxima do real.

5.5.5 Análise de uma Curva de Carga Real

Nesse item, será verificada a eficiência do aplicativo de simulação rápida do *FastSim⁺⁺*, para simular uma curva de carga típica da área Rio de Janeiro - Espírito Santo. A curva de carga que será utilizada, foi fornecida pelo Operador Nacional do Sistema e representa o comportamento de carga da área para o dia 17 de janeiro de 2005. Essa curva é mostrada na Figura 5.27 em pu, tendo como base, o maior valor da carga para o dia em questão.

Os dados da curva de carga apresentada na Figura 5.27, foram submetidos ao *FastSim⁺⁺*, aplicativo de simulação rápida. A variação da potência reativa dos compensadores síncronos de Grajaú e Vitória é mostrada na Figura 5.28.

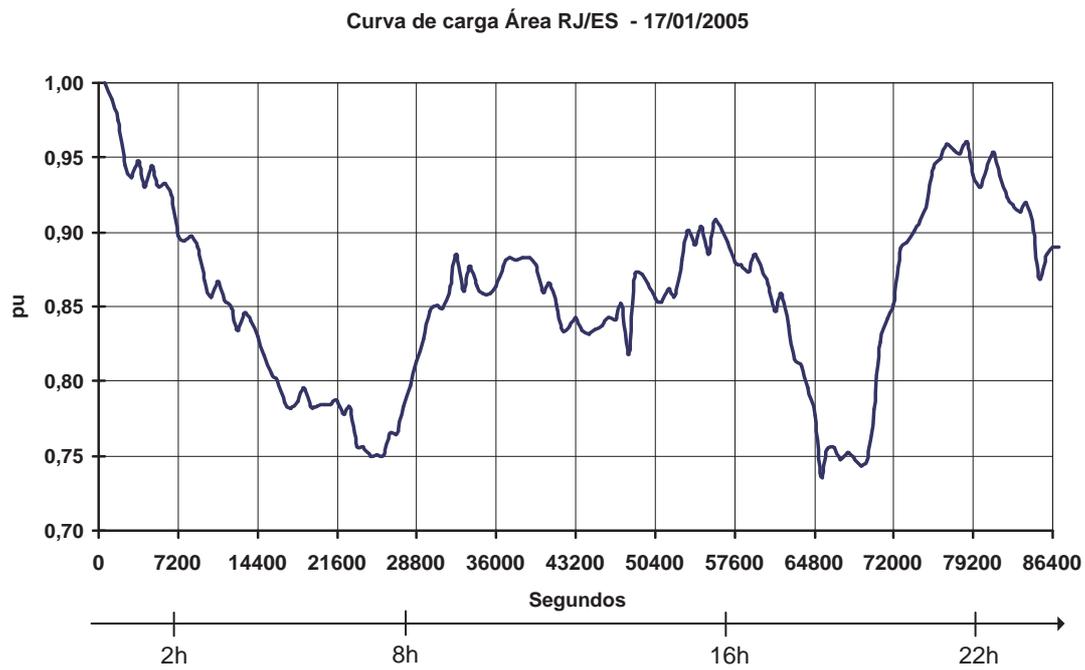


Figura 5.27: Curva de Carga da área RJ/ES - (pu)

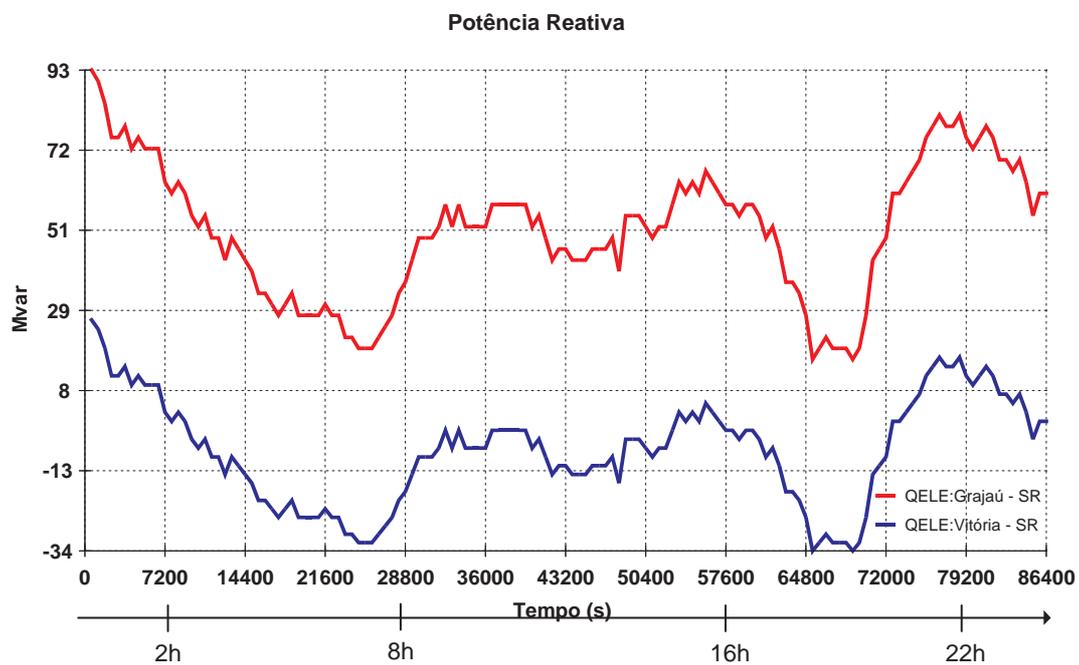


Figura 5.28: Potência Reativa dos Comp. Síncrono de Grajaú e Vitória -(Mvar)

Pode ser observado que os compensadores síncronos seguiram a curva de carga, ou seja, a potência reativa foi reduzida nos períodos de carga leve e mínima, entre 3 e 8 horas, sofreu pouca variação no período de carga média, entre 9 e 16 horas, e foi aumentada no período de carga pesada entre 18 e 23 horas.

A variação de tensão no tronco de 345 kV entre Adrianópolis e Vitória é mostrada na Figura 5.29. É possível verificar a necessidade de ações de controle para evitar que as subestações desse tronco violem os limites operativos de tensão, ou seja, 1.050 pu de acordo com [29].

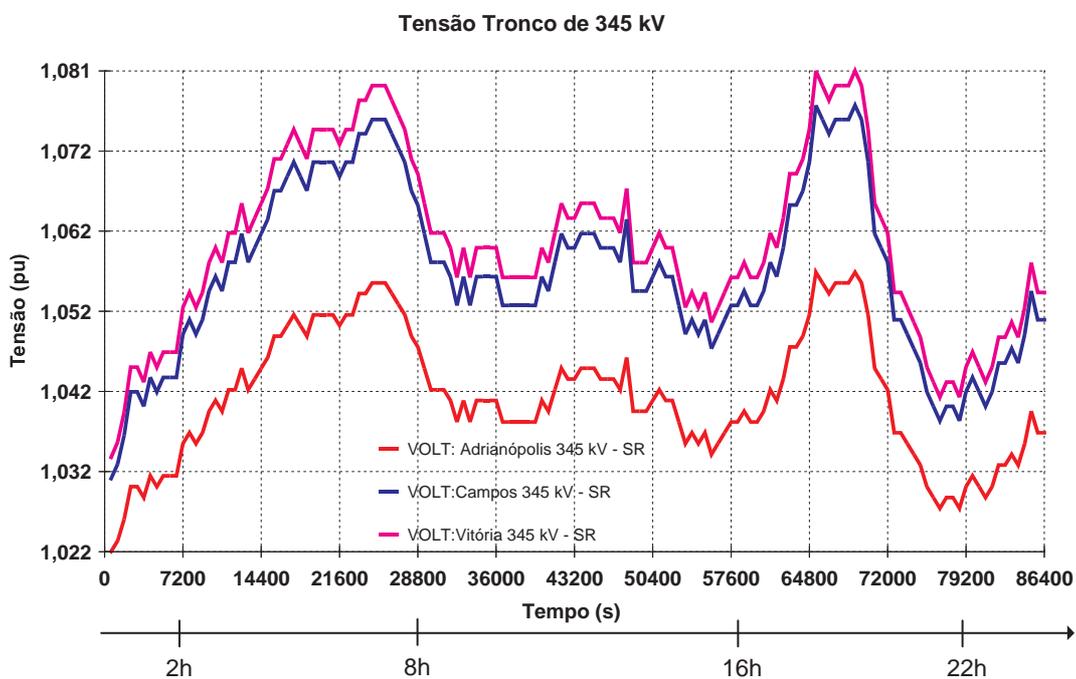


Figura 5.29: Tensões no Tronco de 345 kV - (pu)

Dessa forma, curva de carga mostrada na Figura 5.27, foi submetida novamente ao *FastSim⁺⁺SR*, agora considerando algumas ações de controle no sentido de manter um perfil adequado de tensão nas subestações da área e evitar sobrecarga principalmente nos compensadores síncronos de Grajaú e Vitória. As ações de controle são as seguintes:

- i. Retirada do 1º banco de capacitor da Subestação de São José 138 kV no valor de 250 Mvar em 6000 segundos;

- ii. Retirada do 2º banco de capacitor da Subestação de São José 138 kV no valor de 250 Mvar em 6100 segundos;
- iii. Retirada do 1º conjunto de bancos de capacitor da Subestação de Vitória 138 kV no valor de 30 Mvar em 7800 segundos;
- iv. Retirada do 2º conjunto de bancos de capacitor da Subestação de Vitória 138 kV no valor de 30 Mvar em 7900 segundos;
- v. Inserção do 1º banco de reator da Subestação de Vitória 345 kV no valor de 60 Mvar em 15000 segundos;
- vi. Inserção do 2º banco de reator da Subestação de Vitória 345 kV no valor de 60 Mvar em 15100 segundos;
- vii. Retirada do 1º banco de reator da Subestação de Vitória 345 kV no valor de 60 Mvar em 30000 segundos;
- viii. Retirada do 2º banco de reator da Subestação de Vitória 345 kV no valor de 60 Mvar em 30100 segundos;
- ix. Inserção do 1º banco de reator da Subestação de Vitória 345 kV no valor de 60 Mvar em 64800 segundos;
- x. Retirada do 1º banco de reator da Subestação de Vitória 345 kV no valor de 60 Mvar em 70800 segundos;
- xi. Inserção do 1º banco de capacitor da Subestação de São José 138 kV no valor de 250 Mvar em 70900 segundos;

Após a implementação das ações de controle citadas, foi possível evitar sobretensões no tronco de 345 kV da área e controlar a potência reativa dos síncronos de Grajaú e Vitória. A variação de tensão no tronco de 345 kV é mostrada na Figura 5.30, a potência reativa dos compensadores síncronos é apresentada na Figura 5.31 e a atuação do transformador com comutação automática em carga de Vitória 345/138 kV é mostrada na Figura 5.32.

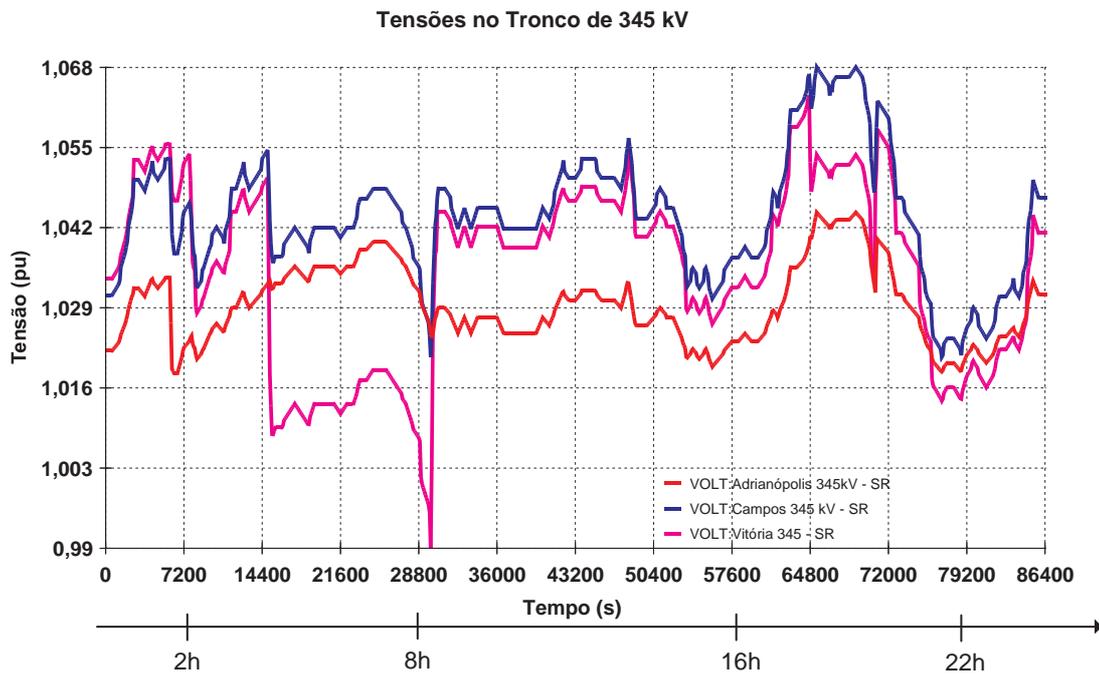


Figura 5.30: Tensões no Tronco de 345 kV - (pu)

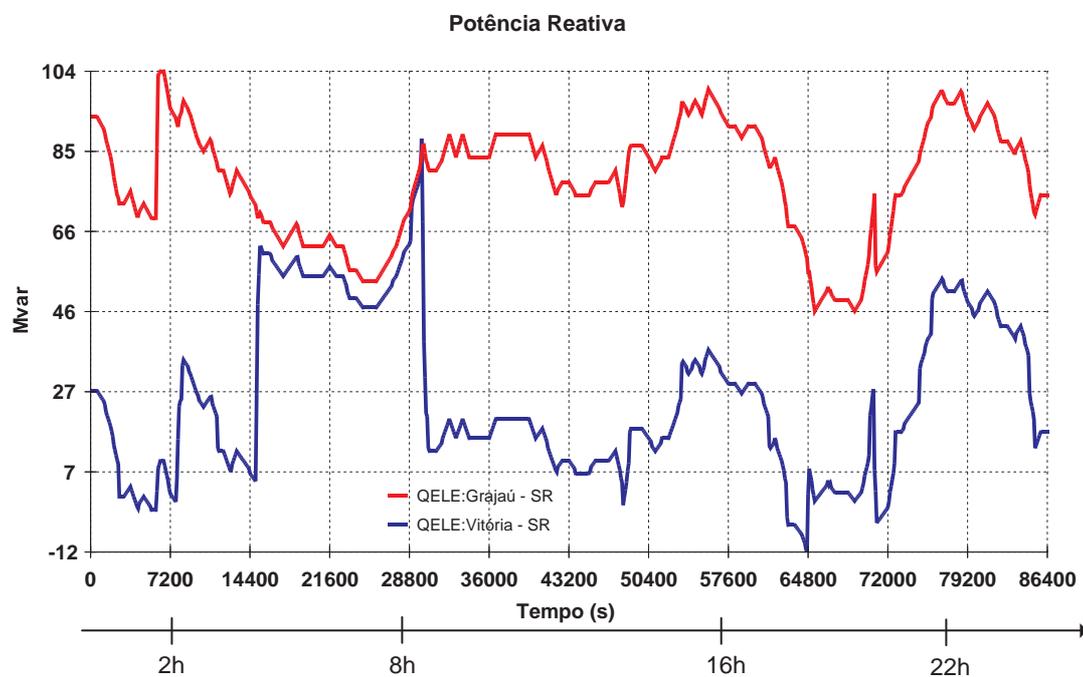


Figura 5.31: Potência Reativa dos Comp. Síncrono de Grajaú e Vitória -(Mvar)

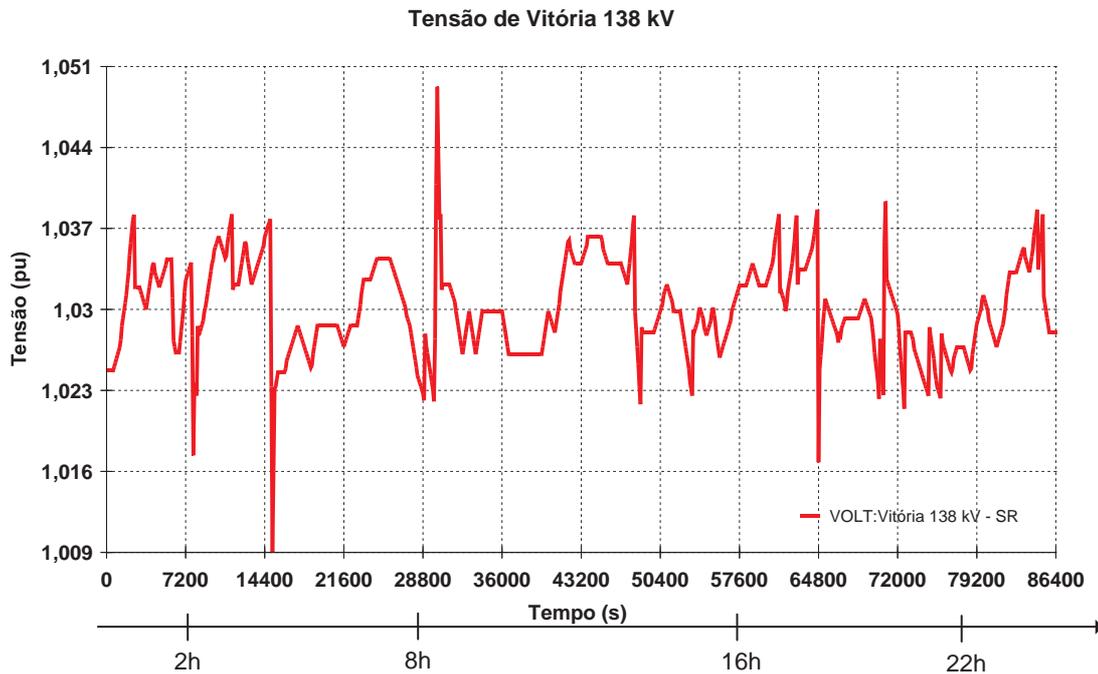


Figura 5.32: Tensão de Vitória 138 kV (pu)

Os resultados apresentados mostram que o aplicativo de simulação rápida do *FastSim⁺⁺* é adequado para analisar o comportamento de uma curva de carga, sendo útil para analisar possíveis estratégias operativas de forma controlar adequadamente o perfil de tensão de uma determinada área. Além disso, o programa é capaz de fornecer resultados precisos e com baixo esforço computacional, por exemplo, para simular as 24 horas relativas à curva de carga da área RJ/ES, foram necessário 455 segundos ou 7 minutos e 35 segundos utilizando um microcomputador um Pentium 4 de 2.0 Ghz com 256 MB de memória RAM.

5.6 Desempenho Computacional

Nesse item foi verificada a eficácia computacional da rotina de simulação rápida e da rotina de simulação completa, métodos alternado e simultâneo, do programa *FastSim⁺⁺* considerando o Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro. A comparação será feita com o programa Anatem e a contingência escolhida foi a perda da UTN Angra 2.

Os teste foram realizados com um microcomputador um Pentium 4 de 2.0 Ghz com 256 MB de memória RAM. O passo de integração usado na simulação completa foi de 5 ms tanto para o Anatem com para o *FastSim⁺⁺SC*, já o passo de integração utilizado na simulação rápida foi de 1 segundo. Os resultados podem ser observados na Tabela 5.9.

Tabela 5.9: Desempenho Computacional

Metodologia	Programa	Tempo de Simulação (s)	Tempo de Processamento (s)
Simulação Completa	Anatem	15	35
Simulação Completa	<i>FastSim⁺⁺</i>	15	415
Simulação Rápida	<i>FastSim⁺⁺</i>	60	22
Simulação Completa	Anatem	60	132
Simulação Rápida	<i>FastSim⁺⁺</i>	900	270
Simulação Completa	Anatem	900	1835

A análise da tabela acima sugere os seguintes comentários:

- i. A metodologia de simulação rápida do programa *FastSim⁺⁺* fornece excelentes resultados computacionais quando comparada com as demais metodologias, pois para simular 60 segundos foram necessários 22 segundos de processamento enquanto o Anatem gastou 132 segundos. Esse ganho computacional é devido essa metodologia desprezar as dinâmicas rápidas do sistema, em contrapartida, ela só deve ser utilizada com a garantia das condições de estabilidade do sistema.
- ii. A metodologia de simulação completa do *FastSim⁺⁺*, necessita ser otimizada, pois para simular 15 segundos foram necessários 415 de processamento enquanto o Anatem gastou somente 35 segundos de processamento.

5.7 Considerações Finais

Esse capítulo apresentou a validação do programa *FastSim⁺⁺* com o programa de Análise de Redes - Anarede e com programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos - Anatem, considerando a análise de um sistema de grande porte como o Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro.

As análises de regime permanente indicaram que o módulo de fluxo de potência do programa *FastSim⁺⁺* é capaz de reproduzir um ponto de operação previamente definido no programa Anarede. O *FastSim⁺⁺* apresentou uma variação máxima 1% na geração da barra de referência do sistema. Essa diferença é atribuída ao fato do *FastSim⁺⁺* utilizar como dado de entrada um arquivo em formato ASCII, gerado a partir do Anarede, mas sem a precisão adequada.

Para avaliar os aplicativos de simulação completa e simulação rápida do *FastSim⁺⁺* com o Anatem, foi necessário o desenvolvimento de uma biblioteca de modelos dinâmicos, contendo todos os modelos de reguladores de tensão, velocidade e estabilizadores utilizados nesse trabalho. Essa biblioteca está compatível e validada com o banco de dados de estabilidade eletromecânica do ONS, podendo ser utilizada para estudos de estabilidade transitória ou de estabilidade de tensão.

O aplicativo de simulação completa do *FastSim⁺⁺* apresentou erros de até 0.001 pu na tensão da barra de Cachoeira Paulista e diferenças de até 3 Mvar no síncrono de Grajaú, quando comparado com o programa Anatem. Esses erros podem ser considerados desprezíveis, em função dos montantes de carga e geração envolvidos, sendo possível concluir, que o aplicativo de simulação completa do *FastSim⁺⁺* está validado com o Anatem, considerando um sistema de grande porte, como o Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro. É importante salientar, que a rotina de simulação completa do *FastSim⁺⁺* ainda necessita de um trabalho de otimização, com o objetivo de melhorar seu desempenho computacional.

As análises para a validação do aplicativo de simulação rápida do *FastSim⁺⁺* indicaram que o programa apresentou resultados compatíveis com os produzidos com o Anatem, quando são desprezadas as dinâmicas rápidas do sistema. O programa permitiu a modelagem de equipamentos que influenciam diretamente o fenômeno de

estabilidade de tensão, fornecendo respostas rápidas, permitindo analisar as situações onde a ação dos Centros de Operação do Sistema é de fundamental importância para evitar o colapso de tensão de uma determinada área.

Com relação ao cálculo da margem de carregamento do sistema, o *FastSim⁺⁺* produz resultados mais condizentes em relação aos obtidos com a rotina de fluxo de potência continuado do programa Anarede. No *FastSim⁺⁺* as tensões terminais dos geradores variam de acordo com atuação dos reguladores de tensão, enquanto no Anarede, as tensões terminais são mantidas constantes, até que o limite máximo da potência reativa venha ser atingindo.

As simulações considerando uma curva de carga real da área RJ/ES, mostraram que o aplicativo de simulação rápida do *FastSim⁺⁺* é bastante útil para analisar situações com significativas variações na carga, fornecendo resultados precisos e com baixo esforço computacional.

Diante do exposto, pode-se concluir que o programa *FastSim⁺⁺* está validado com os programas Anarede e Anatem considerando um sistema de grande porte, como o Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro, podendo ser utilizado para estudos de estabilidade transitória e de estabilidade de tensão.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1 Conclusões

Esse trabalho apresentou a validação do programa *FastSim⁺⁺* com os principais programas utilizados no planejamento e na operação do Sistema Interligado Nacional, o programa de Análise de Redes - Anarede e o programa Análise de Transitórios Eletromecânicos - Anatem, ambos do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica, Cepel.

Não foi possível representar equipamentos como os elos de corrente contínua, o compensador estático, o transformador desafador e o compensador série controlável em função do estágio atual de desenvolvimento do programa *FastSim⁺⁺*. Dessa forma, esses equipamentos não foram considerados nas análises de validação do programa *FastSim⁺⁺* com os programas Anarede e Anatem, sendo substituídos por modelos equivalentes ou retirados da rede elétrica utilizada.

Na primeira etapa da validação do programa *FastSim⁺⁺*, utilizou-se um pequeno sistema teste de 34 barras. Posteriormente, foi utilizado o Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro, configuração de fevereiro de 2005, tendo como foco a área geográfica Rio de Janeiro / Espírito Santo. Para as duas situações, foram avaliados os módulos de fluxo de potência, simulação completa e simulação rápida do programa *FastSim⁺⁺*.

O módulo de fluxo de potência do programa *FastSim⁺⁺* mostrou-se bastante

eficiente tanto para o sistema teste como para o Sistema Interligado Sul - Sudeste, ou seja, o *FastSim*⁺⁺ foi capaz de reproduzir o ponto de operação definido no programa Anarede. Para o Sistema Interligado Sul - Sudeste, a maior variação entre os dois programas foi de 1% na geração da UHE I. Solteira, barra de referência do sistema. Essa pequena diferença pode ser explicada pelo fato do *FastSim*⁺⁺ utilizar como dado de entrada um arquivo em formato ASCII, gerado a partir do Anarede, mas sem a precisão adequada.

As primeiras avaliações do aplicativo de simulação completa do *FastSim*⁺⁺ indicaram a necessidade de implementar um modelo de máquina síncrona que considerasse a reatância de dispersão, evitando discrepâncias com o Anatem, no que diz respeito ao cálculo da corrente de campo do gerador.

Além do desenvolvimento do modelo de máquina síncrona que considera a reatância de dispersão, também foi necessário desenvolver os modelos de reguladores de tensão, reguladores de velocidade e estabilizadores de potência, utilizados nesse trabalho e disponibilizados no banco de dados para estudos de estabilidade do ONS. Dessa forma, foi criada uma biblioteca de modelos dinâmicos, compatível e validada com o banco de dados do ONS, que poderá ser utilizada para estudos de estabilidade transitória ou de estabilidade de tensão. Após o desenvolvimento dessa biblioteca, foi realizada a validação do programa *FastSim*⁺⁺, aplicativos de simulação completa e rápida.

O aplicativo de simulação completa do *FastSim*⁺⁺ apresentou resultados praticamente iguais aos fornecidos com o Anatem, tanto para o sistema de pequeno porte, como para o Sistema Interligado Sul - Sudeste Brasileiro. Pode-se concluir que esse aplicativo está validado com o Anatem, sendo necessário melhorar seu desempenho computacional.

As análises para a validação do aplicativo de simulação rápida do *FastSim*⁺⁺ indicaram que o programa apresentou excelentes resultados quando são desprezadas as dinâmicas rápidas do sistema. O aplicativo foi bastante útil para analisar situações de médio e longo prazo, como por exemplo, a ação dos Centros de Operação do Sistema e a análise de uma curva de carga, fornecendo respostas rápidas e permitindo a modelagem de equipamentos que influenciam diretamente o problema de estabilidade de tensão. O programa também produz respostas mais realistas no

cálculo das margens de carregamento de um determinado sistema.

De acordo com o que foi exposto, é possível concluir que o programa *FastSim*⁺⁺ está validado com os programas Anarede e Anatem, constituindo-se uma importante ferramenta para análise dos problemas de estabilidade transitória e dos fenômenos de estabilidade de tensão de médio e longo prazo. O programa exhibe como vantagem, a possibilidade de resultados rápidos, principalmente para as análises de estabilidade de tensão de um sistema de grande porte.

Além disso, o programa oferece um ambiente amigável desenvolvido utilizando o conceito de modelagem orientada a objetivo, que possibilita a integração completa de aplicativos de fluxo de potência, simulação rápida e simulação completa. Esses aplicativos atuam sobre uma mesma base de dados garantindo assim, a compatibilização completa dos modelos utilizados.

6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

A seguir serão apresentadas algumas sugestões para trabalhos futuros:

- i. Implementação do modelo do elo de corrente contínua;
- ii. Implementação dos modelos de compensador série controlável compensador estático;
- iii. Implementação do modelo de transformador defasador;
- iv. Implementação de novos blocos dinâmicos, possibilitando representar de forma completa, por exemplo, os reguladores de tensão de Itaipu 60 Hz, Emborcação e o regulador de tensão da UTN Angra 2;
- v. Implementação de algoritmos otimizados, na rotina de simulação completa do programa, visando uma melhor desempenho computacional;
- vi. Implementação de uma linguagem de seleção por área para possibilitar, por exemplo, o cálculo da margem de carregamento de um determinado conjunto de áreas do sistema;

- vii. Implementação de uma rotina de tratamento de erros;
- viii. Aprimoramento do processo de leitura dos dados dinâmicos, possibilitando a montagem do arquivo de modelos, considerando os reguladores presentes na biblioteca de modelos do programa;
- ix. Aprimoramento das rotinas de medição do programa, possibilitando o monitoramento dos fluxos de potência em um determinado circuito.
- x. Incluir na biblioteca de modelos dinâmicos, o modelo de regulador de tensão dos síncronos de Grajaú e Ibiúna, contemplando a controle conjunto de unidades;
- xi. Implementação de modelos de geradores eólicos;
- xii. Implementação de um modelo de carga considerando a variação da frequência;
- xiii. Aprimoramento o processo de inicialização dos modelos dinâmicos;
- xiv. Reavaliar os modelos de reguladores de velocidade, considerando um sistema com um maior balanço entre carga e geração;
- xv. Validar o *FastSim⁺⁺* com os demais programas utilizados para análise de sistema elétricos de potência

Referências Bibliográficas

- [1] P. KUNDUR, *Power System Stability and Control*. New York,USA: McGraw-Hill, 1994.
- [2] C. TAYLOR, *Power System Voltage Stability*. New York,USA: McGraw-Hill, 1994.
- [3] C. GUIMARÃES, *Simulação Dinâmica de Sistemas Elétricos de Potência Considerando os Fenômenos de Longa Duração*. Tese de doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro,Brasil, 2003.
- [4] T. CUTSEM and C. VOURNAS, *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Massachusetts,USA: Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [5] J. FERRAZ, *Fluxo de Potência Continuado e Análise Modal na Avaliação da Estabilidade de Tensão de Sistema de Grande Porte*. Tese de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro,Brasil, 1998.
- [6] G. MORRISON, B. GAO, and P. KUNDUR, “Voltage stability analysis using static and dynamic approaches,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 3, pp. 1159–1171, 1993.
- [7] T. CUSTSEM, Y.JACQUEMART, J. MARQUET, and P.PRUVOT, “A comprehensive analysis of mid-term voltage stability,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, pp. 1173–11182, 1995.
- [8] T. CUSTSEM and C. VOURNAS, “Voltage stability analysis in transient and mid-term time scales,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, pp. 1173–11182, 1996.

- [9] W. CAUSARANO, *Método de Simulação Rápida no Tempo para Avaliação da Estabilidade de Tensão*. Tese de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 1997.
- [10] A.MANZONI, G.N.TARANTO, and D.M.FALCÃO, “A comparison of power flow, full and fast dynamic simulations,” *In 14th PSCC, Session 38, Paper 2, Sevilha, Espanha*, June 2002.
- [11] A. MANZONI, *Desenvolvimento de um Sistema Computacional Orientado a Objetos para Simulação Rápida e Análise de Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência*. Tese de doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2005.
- [12] C. TAYLOR and B. CHOWDHURY, “Voltage stability analysis: V-q power flow simulation versus dynamic simulation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 4, pp. 1354–1359, 2000.
- [13] R.M.HENRIQUES, Z. S. MACHADO JR, A.MANZONI, G.N.TARANTO, and D.M.FALCÃO, “Avaliação de máximo carregamento pela análise comparativa de ferramentas estáticas e dinâmicas,” *Congresso Brasileiro de Automação, CBA*, Setembro 2004.
- [14] CEPEL, *Manual do Usuário do Programa de Análise de Redes - Anarede*. Rio de Janeiro, Brasil, versão 08 jan03 ed., 2003.
- [15] CEPEL, *Manual do Usuário do Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos - Anatem*. Rio de Janeiro, Brasil, versão 09-12/02 ed., 2002.
- [16] E. WEBER, *The Evolution of Electrical Engineering-A Personal Perspective*. New York, USA: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc, 1994.
- [17] O. E. ELGERD, *Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica*. São Paulo, Brasil: McGraw-Hill, 1978.
- [18] L. ALMEIDA, *Análise de Desempenho do Controle Automático de Geração e do Controle Secundário de Tensão*. Tese de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.

- [19] G. TARANTO, N. MARTINS, A. MARTINS, D. FALCÃO, and M. SANTOS, “Benefits of applying secondary voltage control schemes to the brazilian system,” *Proceedings of the IEEE/PES Summer Meeting, Seattle, WA*, July 2000.
- [20] B.STOTT, ed., *Power System Dynamic Response Calculations*, vol. 67, IEEE, February 1979.
- [21] F. MELLO, *Dinâmica das Máquinas Elétricas I*. Santa Maria,Brasil: ELE-TROBRÁS/UFSM, 1983.
- [22] J. ARRILAGA and N. WATSON, *Computer Modeling of Eletrical Power Sys-tems*. New York,USA: John Wiley/Sons,LTD, 1983.
- [23] IEEE, “Excitation system models for power system stability studies,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, February 1981.
- [24] Operador Nacional do Sistema - ONS, Rio de Janeiro,Brasil, *Procedimento de Rede, Submódulo 10.8: Norma de Operação, Controle da Geração em Operação Normal*, 2003 ed.
- [25] W. W. Ping and L. D. Penna, *Instalação e Testes do Programa Eurostag*. CEP-EL, Rio de Janeiro,Brasil, 1998.
- [26] C. GOMES, *Implementação de Funções Utilizadas no Controle Coordenado de Tensão num Simulador Rápido*. Tese de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro,Brasil, 2001.
- [27] Operador Nacional do Sistema - ONS, Rio de Janeiro,Brasil, *Limites Operativos para área Rio de Janeiro Espírito Santo*, ons-3/115/2004 ed.
- [28] Operador Nacional do Sistema - ONS, Rio de Janeiro,Brasil, *Planejamento da Operação Elétrica do Sistema Interligado Nacional - PEL 2005/06*, ons-3/301/2004 ed.
- [29] Operador Nacional do Sistema - ONS, Rio de Janeiro,Brasil, *Planejamento da Operação Elétrica do Sistema Interligado Nacional - Quadrimestral Set-Dez 2004*, ons-3/213/2004 ed.
- [30] A.MANZONI, G.N.TARANTO, and D.M.FALCÃO, “Combined full and fast time-domain simulation,” *IX SEPOPE - Rio de Janeiro, Brasil*, Maio 2004.

- [31] Operador Nacional do Sistema - ONS, Florianópolis, Brasil, *Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência - Curso Ministrado para Engenheiros do ONS*, 2002.

Apêndice A

Métodos de Integração Numérica

A.1 Esquemas Básicos de Solução

Historicamente diversos esquemas tem sido utilizados na resolução das equações diferenciais algébricas apresentadas no item 3.2. A caracterização destes esquemas tem como base três fatores:

- i. Método de integração numérica aplicado às equações diferenciais;
- ii. Método de solução das equações algébricas;
- iii. Na forma de interação entre os sistemas algébrico e diferencial ao longo do processo de resolução

Os métodos de integração numérica podem ser explícitos ou implícitos e normalmente, dois esquemas básicos, alternado e simultâneo, são suficientes para classificar os modos de interação utilizados entre as soluções dos sistemas algébrico e diferencial.

O esquema alternado consiste em resolver separadamente, em cada passo de integração, os sistemas diferencial e algébrico, alternando-se as respectivas soluções. No esquema simultâneo, as equações diferenciais são transformadas em equações algébricas a diferenças, através da aplicação de um determinado método de integração numérica, e resolvidas simultaneamente com as equações algébricas, como um único

sistema de equações. Esse sistema é resolvido, em geral, pelo método de Newton ou um método do tipo Newton.

A combinação desses esquemas básicos, alternado e simultâneo, com os métodos de integração numérica explícitos e implícitos, define quatro esquemas de solução, ilustrados na tabela A.1.

Tabela A.1: Esquemas Básicos de Solução

Métodos	Esquemas	
	Alternado (A)	Simultâneo (S)
Explícito (E)	AE	SE
Implícito (I)	AI	SI

As fórmulas implícitas de integração numérica tem apresentado melhores resultados, sendo o método trapezoidal implícito um dos mais utilizados, em razão de suas características de estabilidade e precisão [31]. A seguir, será apresentado uma pequena descrição dos métodos de integração alternado implícito e simultâneo implícito.

A.1.1 Método Alternado Implícito

O esquema Alternado Implícito (AI) consiste basicamente em transformar as equações diferenciais em equações algébricas a diferenças, através de um método de integração implícito, e resolvê-las iterativamente e alternadamente com as equações originalmente algébricas. Aplicando-se o método trapezoidal implícito nas equações que descrevem o comportamento dinâmico de um sistema elétrico de potência, é possível obter as seguintes equações:

$$\begin{aligned}
 X(t) &= H(x(t), x(t - \Delta t), u(t), u(t - \Delta t)) \\
 I(E(t), V(t)) &= YV(t) \\
 u(t) &= h(E(t), V(t))
 \end{aligned}
 \tag{A.1}$$

A partir das equações A.1 e definindo-se k como o contador de iterações e t como

uma tolerância de convergência para as variáveis de estado, o esquema AI segue basicamente o seguinte algoritmo:

Inicialização

Para $t = 1, 2, \dots, T$

Calcule $u(t)$, por extrapolação, e faça $k \leftarrow 0$

Calcule $X^0(t) = H[x^*(t), u^*(t), x(t-1), u(t-1)]$ (*valor extrapolado)

Enquanto $\|\Delta^k(t)\|_2^2 > \epsilon$, faça

Resolva $I(E(t), V(t)) = YV(t)$

Calcule $u^k(t) = h(E(t), V(t))$

Calcule $x^{k+1}(t) = H[x^k(t), u^k(t), x(t-1), u(t-1)]$

Calcule $\Delta^{k+1}(t) = |x^{k+1}(t) - x^k(t)|$

Faça $k \leftarrow k + 1$

Fim-Enquanto

Fim-Para

O processo de cálculo de $x(t)$ é iterativo devido a adoção de um método de integração implícito. As injeções de correntes são, em geral, funções não-lineares de $V(t)$ e, portanto, a equação da rede elétrica também deve ser resolvida iterativamente. Os valores extrapolados de $u^*(t)$, para a primeira iteração, representam, em geral, melhores condições iniciais que os valores do instante $t - \Delta t$. Somente nos instantes de descontinuidades, em que não é possível realizar a extrapolação, é que são utilizados, como condição inicial, os valores do instante de tempo $t - \Delta t$.

O algoritmo AI representa a forma clássica do esquema alternado implícito de resolução das equações diferenciais que descrevem a dinâmica de sistemas elétricos de potência. Uma alternativa a este esquema é obtida relaxando-se os requisitos de convergência na solução das equações da rede elétrica, por exemplo, realizando-se somente uma iteração. Neste caso os processos iterativos diferencial e algébrico são entrelaçados, ora realizando-se uma iteração em um, ora em outro. O teste de

convergência é feito nas variáveis de estado, que determinam a precisão da solução final. Este esquema é denominado Alternado Entrelaçado Implícito (AEI) e tem apresentado desempenho superior ao AI clássico.

A.1.2 Método Simultâneo Implícito

No esquema Simultâneo Implícito (SI), as equações diferenciais são transformadas em equações algébricas a diferenças através de um método implícito de integração numérica. Estas equações são reunidas com as equações originalmente algébricas, para constituírem um único sistema de equações algébricas, geralmente resolvido pelo método de Newton-Raphson. A representação matemática é, normalmente, feita como segue:

$$\begin{aligned} F(x, V^e) &= 0 \\ G(x, V^e) &= 0 \end{aligned} \tag{A.2}$$

onde:

$F = [F_1, F_2, \dots, F_m]^t$: vetor de funções algébricas a diferenças não-lineares para o sistema;

$G = [G_1, G_2, \dots, G_n]^t$: vetor de funções algébricas não-lineares para o sistema;

$x = [x_1, x_2, \dots, x_m]^t$: vetor de variáveis de estado do sistema (m máquinas sincronizadas);

$V^e = [V_1^e, V_2^e, \dots, V_n^e]^t$: vetor de tensões nodais do sistema;

$V_i^e = [V_{mi}, V_{ri}]^t$: vetor das parcelas imaginária e real da i -ésima tensão nodal do sistema;

$F_i(x_i, V_i^e) = [f_1, f_2, \dots, f_6]^t$: vetor de funções algébricas a diferenças não-lineares para a i -ésima máquina síncrona;

$G_i(x_i, V_i^e) = [g_1, g_2]^t$: vetor de funções algébricas não-lineares para o i -ésimo nó;

$x_i = [V_e, E_{fd}, E'_d, E'_q, \delta, \omega]^t$: vetor de variáveis de estado para a i -ésima máquina

síncrona;

Método de Solução:

O sistema de equações A.2 descreve o comportamento dinâmico do sistema elétrico de potência no intervalo de tempo $t-M$ a t , podendo ser rescrito na seguinte forma compacta:

$$H(y(t)) = 0 \quad (\text{A.3})$$

onde:

$$y = [xV^e]^t$$

$$H = [FG]^t$$

A resolução de A.3 para $y(t)$, é comumente realizada pelo método de Newton. Definindo-se y^0 como condição inicial, a constante ϵ como a tolerância para a convergência e k como o contador de iterações, o método de Newton aplicado às equações A.3, e conseqüentemente, à solução para um passo de integração, segue o seguinte algoritmo:

Algoritmo de Newton

Faça $k = 0$ e especifique y^0

Enquanto $\|H(y)^k\|_2^2 > \epsilon$, faça

 Calcule $H(y^k)$

 Resolva:

$$H(y^k) + \frac{\partial H}{\partial y} \Big|_{y=y^k} \Delta y^{k+1} = 0 \quad (\text{A.4})$$

$$\text{Calcule : } y^{k+1} = y^k + \Delta y^{k+1} \quad (\text{A.5})$$

 Faça $k \leftarrow k + 1$

Fim-Enquanto

A equação matricial A.4 é linear e deve ser resolvida, em geral, várias vezes para cada passo de integração, pois os elementos do Jacobiano $\frac{\partial H}{\partial y}$ devem ser recalculados para cada $y = y^k$ ($k=1,2,\dots$, até a convergência). Note que o maior esforço computacional no algoritmo de Newton e, conseqüentemente, para o esquema SI, concentra-se na resolução de A.4. A matriz de coeficientes de A.4 é, para sistemas elétricos de potência reais, muito esparsa e essa característica deve ser explorada para uma eficiente implementação computacional. A fim de minimizar o esforço despendido na fatoração dessa matriz, muitos trabalhos usam a matriz Jacobiana calculada na primeira iteração, para as iterações subseqüentes, no mesmo passo de integração, ou até mesmo para vários passos de integração. Desse modo a equação matricial A.4 assume a forma seguinte:

$$H(y^k) + \frac{\partial H}{\partial y} \Big|_{y=y_0} \Delta y^{k+1} = 0 \quad (\text{A.6})$$

$$(\text{A.7})$$

A.1.3 Considerações Finais

No item anterior foram abordados vários aspectos relacionados com a representação e simulação da dinâmica de sistemas de elétricos de potência. Considerou-se os esquemas Alternado Implícito (AI) e Simultâneo Implícito (SI) de resolução das equações diferenciais e algébricas que descrevem esse comportamento.

O esquema AI é sensivelmente mais simples e oferece maiores facilidades para a incorporação e tratamento de novos e sofisticados modelos de elementos dos sistemas elétricos de potência. Além disso, ele utiliza a matriz admitância nodal (Y) na forma compacta (complexa), cujos elementos são constante entre chaveamentos na rede elétrica de transmissão. Portanto, os fatores LU de Y somente devem ser recalculados nos instantes em que ocorrem alterações estruturais na rede elétrica.

O esquema SI é mais atrativo sob o ponto de vista da formalização matemática, já que está baseado no método de Newton. Entretanto, a matriz admitância nodal deve ser utilizada em sua forma expandida, nas parcelas real e imaginária de seus elementos, e, rigorosamente, a matriz Jacobiana e seus fatores LU devem ser recalculados

lados a cada iteração. Por outro lado, um significativo ganho é obtido mantendo-se o Jacobiano constante por várias iterações, ou até mesmo vários passos de integração. Essa metodologia é conhecida como "Very Dishonest Newton"(VDHN) [31].